

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

MONTAGEM DE ESTRUTURA LABORATORIAL PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA FACULDADE DO GAMA - FGA

Autor: Yann Uatanabi Gaspar de Almeida
Orientadora: Prof^a.Dr^a. Loana Nunes Velasco

Brasília, julho de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASILIA
ENGENHARIA DE ENERGIA
FACULDADE DO GAMA - FGA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
ENGENHARIA DE ENERGIA
FACULDADE DO GAMA - FGA**

**MONTAGEM DE ESTRUTURA
LABORATORIAL PARA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NA FACULDADE DO GAMA
- FGA**

YANN UATANABI GASPAR DE ALMEIDA

APROVADO POR:

Prof. Dr.: Loana Nunes Velasco, UnB/ FGA
Orientador

Prof. Dr.: Alex Reis, UnB/ FGA
Professor Convidado

Prof. Dr.: Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/ FGA
Professor Convidado

FICHA CATALOGRÁFICA

ALMEIDA, YANN UATANABI GASPAR

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade do Gama

Engenharia de Energia. Orientação: Prof. Dr. Loana Nunes Velasco.

1. Energia Solar Fotovoltaica 2. Programa Brasília Solar

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, primeiramente, à minha família, em especial, aos meus pais, que sempre me deram apoio e fizeram o possível para que eu tivesse uma educação de qualidade desde o ensino fundamental.

Aos meus amigos e colegas de curso, que estiveram comigo e compartilharam várias experiências durante esses cinco anos de curso.

Ao corpo docente da FGA, pelos ensinamentos que me proporcionaram nesse período.

À professora Loana, pelos ensinamentos, pelos conselhos, pela cordialidade e por toda a dedicação demonstrada ao me orientar nos últimos meses.

Ao meu amigo Artur Manoel Cipriano Guimarães, que me ajudou na execução do projeto.

E à Fundação de Apoio à Pesquisa do Distrito Federal – FAPDF pelo suporte na elaboração deste trabalho. Processo: 0193.001474/ 2017 TOA: 1373/2017.

RESUMO

Esse trabalho trata-se do projeto básico, executivo e a instalação de um sistema fotovoltaico não conectado à rede (*off-grid*) localizado em um contêiner da faculdade do Gama (FGA) da Universidade de Brasília. O dimensionamento foi feito de acordo com os equipamentos disponibilizados pelos professores de Engenharia de Energia, como: 12 módulos fotovoltaicos de 45 W, 3 módulos de 135 W, um controlador de carga de 40 A e outro de 30 A e um inversor de 1000 W. O sistema será composto de dois circuitos, o primeiro formado pelos 12 módulos de 45 W ligados em paralelo e, o segundo, formado pelos 2 módulos de 135 W, ligados em série. Para melhor distribuição do peso dos equipamentos sobre o telhado do contêiner, foram utilizadas barras de aço de perfil C, onde os módulos, juntamente com a estrutura metálica triangular, foram parafusados. Para facilitar o projeto e para otimização do espaço, os módulos foram instalados de forma alinhada com as arestas laterais do contêiner, com um ângulo azimutal de 47° para o Leste. Foi utilizado um eletroduto de PVC de onde os condutores dos módulos foram direcionados até os demais equipamentos.

ABSTRACT

This report is about the basic, executive projects and the installation of an off-grid photovoltaic system located at a container in the Gama Faculty of the University of Brasilia. The dimension was made according to the equipment offered by the professors of Energy Engineering, like twelve 45W photovoltaic Modules, three 135 W modules, one 40 A and other 30 A charge controller and one 1000W inverter. The system is compound of two circuits, the first of the twelve 45 W modules parallel connected and the second of the two 135 W modules serie connected. As the container roof cannot support much weight, it was used steel rectangular bars, where the modules and the metallic structure were fixed. To make the project easier and to have a better use of the space, the modules were installed in a way lined up with the edges of the container, with an azimuthal angle of 47° East. A PVC eletroduct, in which the cables were directed to the other equipment, was used.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Declinação Solar e sua variação ao longo do ano	19
Figura 2 – Ângulos da Geometria Solar	20
Figura 3 - Tipos de Irradiância Solar	21
Figura 4 – Massa de ar	22
Figura 5 – Irradiação solar diária média no mundo	23
Figura 6 – Componentes de um Módulo Fotovoltaico.....	25
Figura 7 – Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica	26
Figura 8 – Curvas IxV e PxV de um Módulo Fotovoltaico	27
Figura 9 – Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de irradiância	28
Figura 10 – Efeito da Temperatura sobre as Células Fotovoltaicas	29
Figura 11 – Associação de Módulos em Série	30
Figura 12 – Associação de Módulos em Paralelo	30
Figura 13 – Controladores de Carga	32
Figura 14 – Módulo KC45	33
Figura 15 – Módulo Kyocera 135Wp	34
Figura 16 – Controlador de Carga Trace Engineering C40	35
Figura 17 – Controlador de Carga PWM	36
Figura 18 – Inversor Xantrex 1000W	37
Figura 19 – Local de instalação do Projeto	40
Figura 20 – Área do Telhado do Contêiner.....	41
Figura 21 – Estrutura Metálica Triangular	49
Figura 22 – Presilha de Fixação Central	49
Figura 23 – Presilha de Fixação Lateral.....	50
Figura 24 – Eficiência de Conversão em Função do Ângulo Azimutal.....	53
Figura 25 – Disposição dos Módulos no Telhado do Contêiner	54
Figura 26 – Resultado do Projeto SketchUp 1	56
Figura 27 – Resultado do Projeto SketchUp 2	56
Figura 28 – Resultado do Projeto SketchUp 3	57
Figura 29 – Resultado do Projeto SketchUp 4	58

Figura 30 – Sobreamento sobre o Contêiner às 8:00	59
Figura 31 – Sombreamento sobre o Contêiner ao 12:00	59
Figura 32 – Sombreamento sobre o Contêiner às 17:00	60
Figura 33 – Fixação Perfil C ao Contêiner	63
Figura 34 – Barra Perfil C	64
Figura 35 – Furos ao Longo da Barra Perfil C	65
Figura 36 – Triângulo para Suporte dos Módulos	66
Figura 37 – Barras quadradas de Apoio aos Módulos	66
Figura 38 – Estrutura Completa	67
Figura 39 – Terminal Olhal	68
Figura 40 – Caminho dos Condutores Sob as Barras Quadradas	68
Figura 41 – Entrada dos Condutores sob as Barras Perfil C	69
Figura 42 – Caminho dos Condutores sob as Barras Perfil C	69
Figura 43 – Eletrodutos Flexíveis Corrugados Conduzidos ao Quadro	70
Figura 44 – Configuração Quadro de Energia	71
Figura 45 – Eletroduto Flexível Corrugado Conduzido ao Interior do Contêiner	72
Figura 46 – Eletroduto Rígido de PVC conduzindo os Condutores à Bancada	73
Figura 47 – Bancada	73
Figura 48 – Display Inversor	74
Figura 49 – Resultado 1 Analisador de Energia	75
Figura 50 – Resultado 2 Analisador de Energia	75
Figura 51 – Sistema Fotovoltaico do Contêiner 9	76

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no mundo.....	16
Gráfico 2 - Previsão de Potência Instalada.....	18
Gráfico 3 - Irradiação solar no plano inclinado no local do projeto.....	24
Gráfico 4 – Dados para irradiação diária para cada mês.....	61
Gráfico 5 – Energia produzida pelo SF ao longo de um ano.....	61
Gráfico 6 – Estimativa do custo de geração.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de Irradiação Solar Média	24
Tabela 2 – Especificações dos Módulos KC45	34
Tabela 3 – Especificações dos Módulos KD135SX UPU.....	35
Tabela 4 – Especificações do Controlador de Carga C40	36
Tabela 5 – Especificações do Controlador de Carga 30A.....	37
Tabela 6 – Especificações Inversor Fotovoltaico.....	38
Tabela 7 – Ângulos de Inclinação Recomendados.....	40
Tabela 8 – Irradiação Solar na Localidade	42
Tabela 9 – Área Ocupada pelos Módulos	43
Tabela 10 – Potência Instalada.....	43
Tabela 11 – Energia Mensal Produzida pelo Sistema	45
Tabela 12 – Capacidade de Condução de Corrente, em amperes, para os métodos de referência..	49
Tabela 13 –Seção Mínima Condutores de Proteção	50
Tabela 14 – Cronograma de Atividades	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABENS	Associação Brasileira de Energia Solar
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CTA	Centro Tecnológico de Aeronáutica
EFV	Energia Fotovoltaica
EVA	Etil-Vinil-Acetato
FGA	Faculdade do Gama
GD	Geração Distribuída
GWp	Giga Watt pico
I	Corrente elétrica
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
kWh	Kilo Watt hora
m-Si	Silício Mono Cristalino
NBR	Norma Brasileira
P	Potência
REN	Resolução Normativa
TWp	Tera Watt pico
V	Tensão

Sumário

1. Introdução.....	15
2. Revisão Bibliográfica	16
2.1. Geração Fotovoltaica no contexto mundial	16
2.2. Geração Fotovoltaica no contexto nacional	17
2.3. Geometria Sol-Terra	19
2.4. Ângulos da Geometria Solar	20
2.5. Irradiância e Irradiação	21
2.6. O Recurso Solar no Mundo.....	23
2.6.1. O Recurso Solar no Local do Projeto.....	23
2.7. Componentes Básicos de um Sistema Fotovoltaico <i>off-grid</i>	25
2.7.1. Módulos Fotovoltaicos.....	25
2.7.1.1. Circuito Equivalente.....	26
2.7.1.2. Curvas Características.....	27
2.7.1.3. Efeito da Temperatura.....	28
2.7.1.4. Associação de Módulos.....	29
2.7.2. Controladores de Carga.....	32
2.7.3. Inversores Fotovoltaicos	33
3. Materiais e Métodos	34
3.1. Materiais.....	34
3.1.1. Módulos Fotovoltaicos.....	34
3.1.2. Controladores de Carga.....	36
3.1.3. Inversor Fotovoltaico	37
3.1.4. SketchUp.....	39
3.1.5. Autocad	39
3.2. Métodos	40
3.2.1. Definição da Inclinação dos Módulos.....	40
3.2.2. Características do local do projeto	41
3.2.3. Cálculos da Geração.....	43
3.2.3.1. Área Total Ocupada	43
3.2.3.2. Potência Instalada.....	43
3.2.3.3. Perdas no Sistema	44
3.2.3.4. Energia Gerada pelo Sistema	45
3.2.4. Dimensionamento das <i>strings</i>	46
3.2.5. Dimensionamento dos Condutores	48

3.2.6. Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção	50
3.2.7. Estruturas Metálicas	51
4. Resultados e Discussão.....	53
4.1. Projeto Executivo	53
4.1.1. Diagrama Unifilar	53
4.1.2. Disposição dos Módulos	55
4.1.3. Projeto SketchUp	56
4.1.4. Estudo de Sombreamento.....	58
4.1.5. Projeto PVsyst.....	60
4.2. Execução	63
4.2.1. Parte Estrutural.....	63
4.2.2. Parte Elétrica	67
5. Considerações Finais.....	76

1. INTRODUÇÃO

Desde a Revolução Industrial, o desenvolvimento de um país está diretamente relacionado à sua capacidade de produzir energia. Nesse período, o petróleo era a principal fonte utilizada em todo o mundo, por meio da sua queima em motores de combustão interna de transporte, indústrias e usinas termoeletricas. No entanto, não havia uma preocupação com os efeitos que os gases produzidos na combustão poderiam ter sobre o meio ambiente e a população.

Essa questão só passou a ser tratada nas políticas internacionais a partir da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e o Desenvolvimento (Eco 92), no Rio de Janeiro. Nela, foi criada a Agenda 21, um plano de ação abrangente e de longo prazo dedicado às relações entre meio ambiente, consumo e população. O principal tratado gerado na Eco 92 foi a Convenção sobre Mudanças Climáticas Globais, em que os países desenvolvidos e em transição comprometeram-se a reduzir as emissões de gases estufa.

A partir daí, tornou-se necessário a expansão da matriz energética mundial para as energias renováveis. Com isso, as termoeletricas começaram a dar espaço às fontes hidrelétricas, solares e eólicas, principalmente. Atualmente, o panorama global vem mudando consideravelmente. A Alemanha, por exemplo, possui 16% da energia gerada vindo de fontes renováveis (o triplo do índice de 15 anos atrás) e o governo alemão espera aumentar essa participação na matriz energética para 80% até 2050.

No Brasil, a situação é um pouco diferente. Por possuir uma grande disponibilidade de recursos hídricos em seu território, a matriz energética brasileira é predominantemente de energia renovável por conta das usinas hidrelétricas, as quais correspondem a mais de 70% da energia produzida no país. Contudo, é necessário diversificar as fontes de energia para ter uma alternativa caso o nível das barragens diminua muito devido à estiagem.

Com a resolução 482/2012 da ANEEL, viabilizou-se a geração distribuída, em que o consumidor tem a possibilidade de gerar sua própria energia próximo ao local de consumo utilizando-a para abastecer sua residência e o excedente vai para a rede e pode ser utilizado posteriormente por meio de um sistema de compensação. A principal forma de geração distribuída é a partir de módulos fotovoltaicos, os quais são divididos em dois sistemas, os ligados à rede de distribuição, chamado sistema *on-grid*, e os ligados à bancos de baterias, chamados de sistemas *off-grid*.

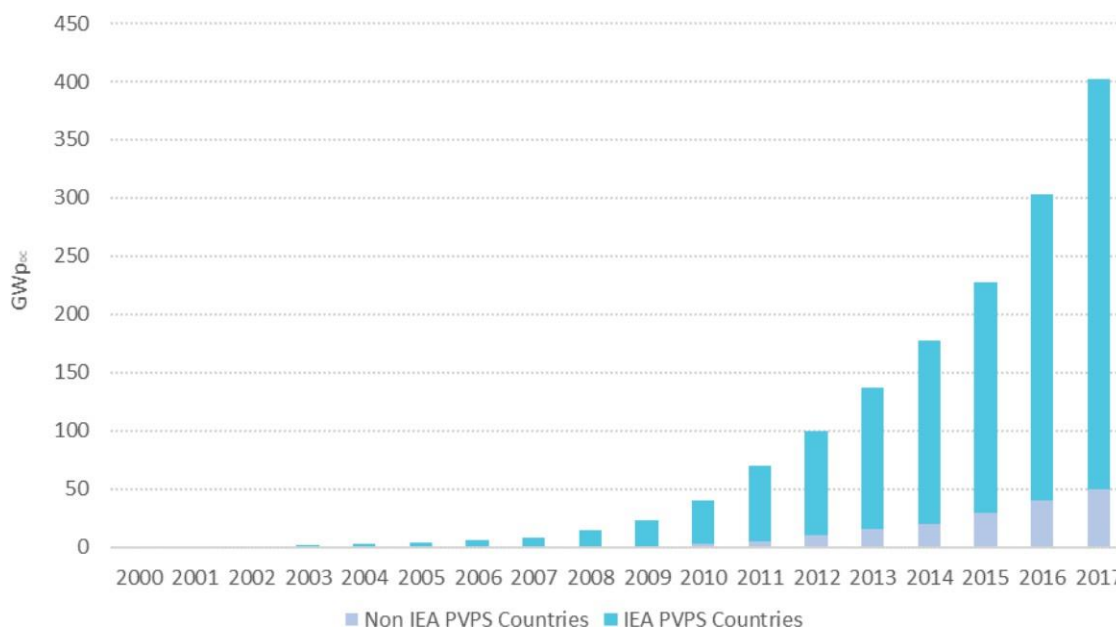
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CONTEXTO MUNDIAL

A potência instalada de geração solar fotovoltaica tem crescido significativamente desde 2003. Somente em 2017 foi instalada a quantidade recorde de 98 GWp, um aumento de 29% em relação ao ano anterior [IEA, 2017, p. 5].

A capacidade instalada total tem também evoluído muito ao longo dos últimos anos, como pode ser visto no Gráfico 1. Ao final de 2017, ela já somava 402,5 GWp, 7.000% a mais do que a capacidade instalada total em 2006. No mesmo ano, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos foi igual a 500 TWh (500 bilhões de kWh), o que representou 2% da demanda de eletricidade do planeta [IEA, 2017, p.14].

Gráfico 1 – Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no mundo



Fonte: (IEA, 2017, p. 6)(modificado)

O crescimento recente tem sido impulsionado pelos países asiáticos, principalmente pela China. Mais que 80% da produção de painéis fotovoltaicos é feita na Ásia [FRAUNHOFER, 2018, p. 5], fato que reduz o custo dos sistemas fotovoltaicos no continente, justificando o crescimento desse mercado na região.

Quanto à geração fotovoltaica, os países europeus eram os líderes absolutos em capacidade instalada no início da década, principalmente em razão dos atrativos incentivos oferecidos pelos governos aos consumidores. Nos últimos anos, o impacto na economia fez com que países como a Alemanha e Espanha revisassem esses incentivos [NASCIMENTO, 2017, p. 13] e o crescimento anual da potência instalada no continente tem desacelerado.

Atualmente o continente com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica é a Ásia, com mais da metade da potência instalada no mundo, seguida pela Europa e pela América, nessa ordem. Restringindo a análise a países, a China lidera com 131 GWp instalados, seguida pelos Estados Unidos (51 GWp), Japão (49 GWp), Alemanha (42 GWp) e Itália (19,7 GWp) [IEA, 2017, p.10].

2.2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CONTEXTO NACIONAL

Apesar de a geração fotovoltaica somente ter tido um crescimento expressivo, no Brasil, recentemente, a tecnologia já vinha sendo utilizada durante muito tempo. Nos anos 50, iniciou-se o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos no Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e no Centro Tecnológico de Aeronáutica (CTA), sendo realizado, em 1958, o primeiro Simpósio Brasileiro de Energia Solar. A Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS) foi criada em 1978 e possuía escritórios regionais em vários estados brasileiros, promovendo diversos congressos sobre o assunto. Mesmo com todas essas iniciativas, a GFV se restringia, fundamentalmente, à área de pesquisa, pois a tecnologia ainda era muito cara e não havia uma regulamentação que viabilizasse a sua implantação em grande escala no território brasileiro.

A Resolução Normativa 482 da ANEEL foi implementada em 17 de abril de 2012 e estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, onde sistemas com potência instalada de até 75kW e que utilize cogeração qualificada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, são classificados como microgeração e sistemas com potência instalada entre 75kW e 5MW, são classificados como minigeração [ANEEL, 2012].

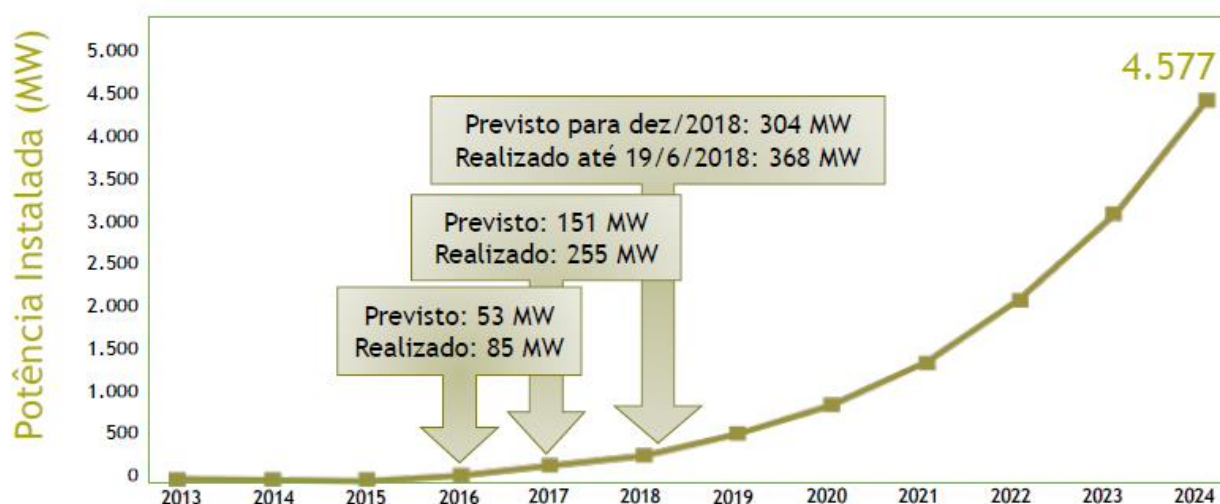
Além disso, ela estabelece o sistema de compensação de energia elétrica, posteriormente alterada pela REN 687/2015, o qual funciona de forma que a energia ativa injetada por unidade consumidora é “cedida”, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa no mesmo posto tarifário. Dessa forma, o consumidor terá até 60 meses após a geração de sua energia para usar tais créditos. Expirado o prazo, ele perderá o direito sobre eles, os quais serão revertidos em

prol da modicidade das tarifas de energia elétrica. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade (desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular) [FRONTIN, p. 184].

A partir daí, o número de instalações de sistemas GD à rede tem crescido exponencialmente, com cerca de 30.842 conexões e 43.578 consumidores que recebem crédito em junho de 2018, como mostra o Gráfico, apresentado no Seminário Internacional de Micro e Minigeração distribuída.

Sendo que, a potência instalada total ao longo dos anos foi acima do previsto e estima-se que, em 2024, ela será de 4.577MW. Isso mostra como a EFV ainda tem um grande potencial de crescimento no Brasil.

Gráfico 2 – Previsão de Potência Instalada



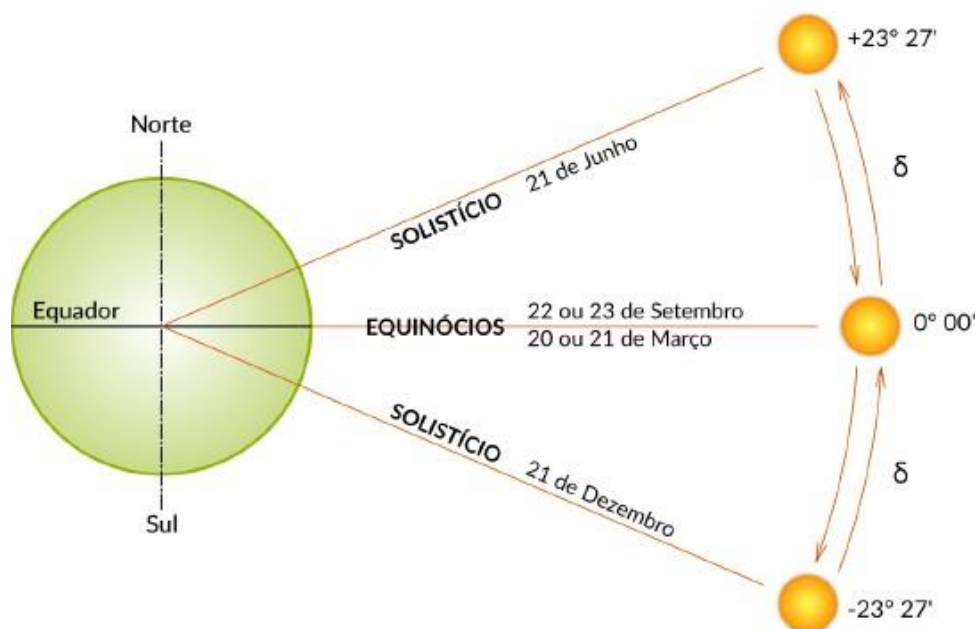
Fonte: <http://aneel.gov.br/seminario-internacional-de-micro-e-minigeracao-distribuida>

2.3. GEOMETRIA SOL-TERRA

A Terra realiza dois movimentos principais que determinam a variação da incidência dos raios solares em sua superfície: a rotação e a translação. Na rotação, a Terra gira em torno do seu eixo, com duração de 24 horas, determinando a formação dos dias e das noites. Na translação, ela percorre uma trajetória elíptica ao redor do sol, com duração de 365 dias e, devido à obliquidade da eclíptica, que é uma variação de $23,45^\circ$ do eixo da Terra em relação à normal do plano dessa trajetória, são determinadas as estações do ano.

A declinação solar é o ângulo de vértice no centro da Terra, formadas pelas semirretas definidas pela direção do sol no plano do equador [ABNT, 2006]. Nos períodos da primavera e do outono, os dias e as noites tem a mesma duração, pois o sol está exatamente sobre a linha do equador. Nesses períodos, chamados de equinócios a declinação solar é igual a zero. Já no inverno e no verão, os dias e as noites têm durações diferentes, pois o sol está acima ou abaixo da linha do equador. Nesses períodos, chamados de solstícios, a declinação solar é igual a $23,45^\circ$. No Hemisfério Sul, os raios solares vêm do norte a maior parte do ano, com isso, para a instalação de módulos fotovoltaicos é recomendável que eles fiquem posicionados para o norte a fim de se ter o maior aproveitamento.

Figura 1 – Declinação solar e sua variação ao longo do ano



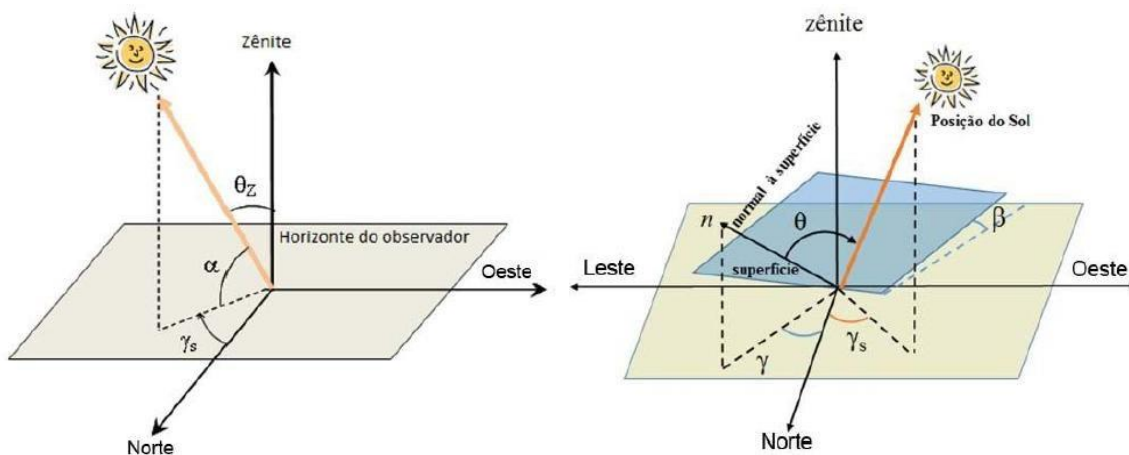
Fonte: (LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 17)

2.4. ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOLAR

Os principais ângulos da geometria solar, mostrados na figura, são:

- *Ângulo Zenital (θ_z)*: é o ângulo formado entre os raios solares e o zênite (vertical local);
- *Altura Solar (α)*: é o ângulo formado entre os raios solares e a projeção destes sobre o plano horizontal; é o complemento do ângulo zenital (θ_z);
- *Ângulo Azimutal do Sol (γ_s)*: é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares sobre o plano horizontal e a direção norte-sul; é contado a partir da direção norte e, por convenção, é positivo caso a projeção se encontre à direita da direção norte-sul e negativo caso contrário;
- *Ângulo Azimutal da Superfície – Azimute (γ)*: é o ângulo formado entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção norte-sul; segue a mesma convenção adotada para o ângulo azimutal do Sol;
- *Inclinação da Superfície (β)*: é o ângulo formado entre o plano da superfície e o plano horizontal;
- *Ângulo de Incidência (θ)*: é o ângulo formado entre os raios solares e a normal à superfície [CRESESB, 2014, p. 72].

Figura 2 – Ângulos da geometria solar



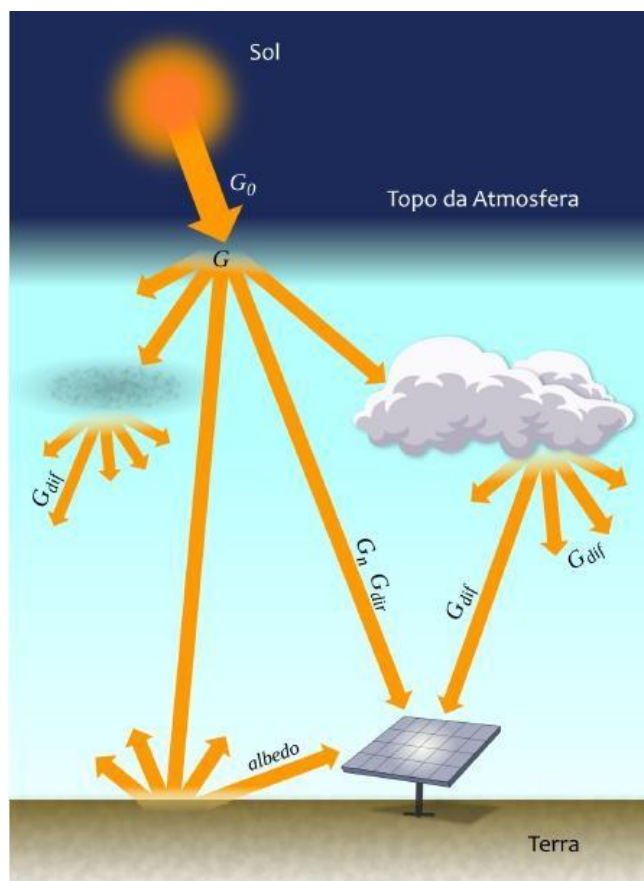
Fonte: (CRESESB, 2014, p. 73)

Quanto mais próximo o ângulo de incidência (θ) for de 90° , maior será a captação de raios solares. Teoricamente, ao meio dia os raios solares incidiriam perpendicularmente a um módulo posicionado de forma horizontal, mas devido à variação da declinação solar durante o ano, a inclinação da superfície (β) visa compensar essa variação. Uma aproximação utilizada é utilizar a latitude do local como ângulo ótimo de inclinação dos módulos.

2.5. IRRADIÂNCIA E IRRADIAÇÃO

O fluxo de potência dos raios solares que atravessa uma superfície, por unidade de área desta, é chamado de Irradiância, medido em W/m^2 . A quantidade de energia radiante que atravessa uma superfície durante certo intervalo de tempo, por unidade de área desta, é chamada de Irradiação, medida em Wh/m^2 [GLOSSÁRIO - INPE]. A irradiância possui duas componentes, a direta e a difusa. A primeira é a radiação que incide sobre uma superfície sem ter sido absorvida ou espalhada na atmosfera. A segunda é toda a radiação proveniente das demais direções, decorrentes do espalhamento na atmosfera. E ainda existe outra propriedade que também deve ser considerada, chamada de albedo, que é a refletividade ou o poder de reflexão de uma superfície. A soma da Irradiância direta, difusa e albedo é chamado de Irradiância Global.

Figura 3 – Tipos de irradiância solar

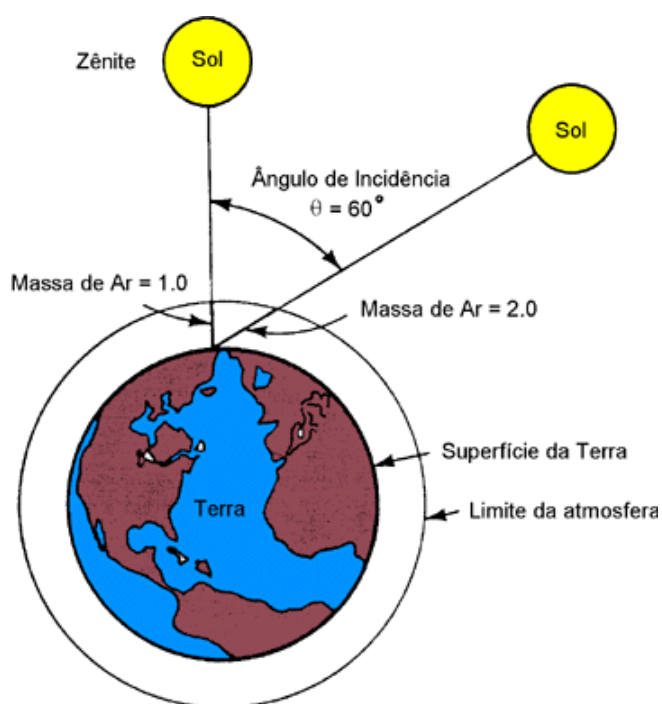


Fonte: (LABREN-CCST-INPE, 2017, p. 19)

A sensação de que, durante a tarde, os raios solares possuem menor intensidade do que ao meio dia deve-se à massa de ar que eles atravessam para chegar à superfície terrestre. A massa de ar pode ser definida como a razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar [FRONTIN, 2017, p. 78]. A determinação da massa de ar é feita pela equação.

$$AM = \frac{35}{\sqrt{1224 \cos^2 \theta_z + 1}}$$

Figura 4 – Massa de ar



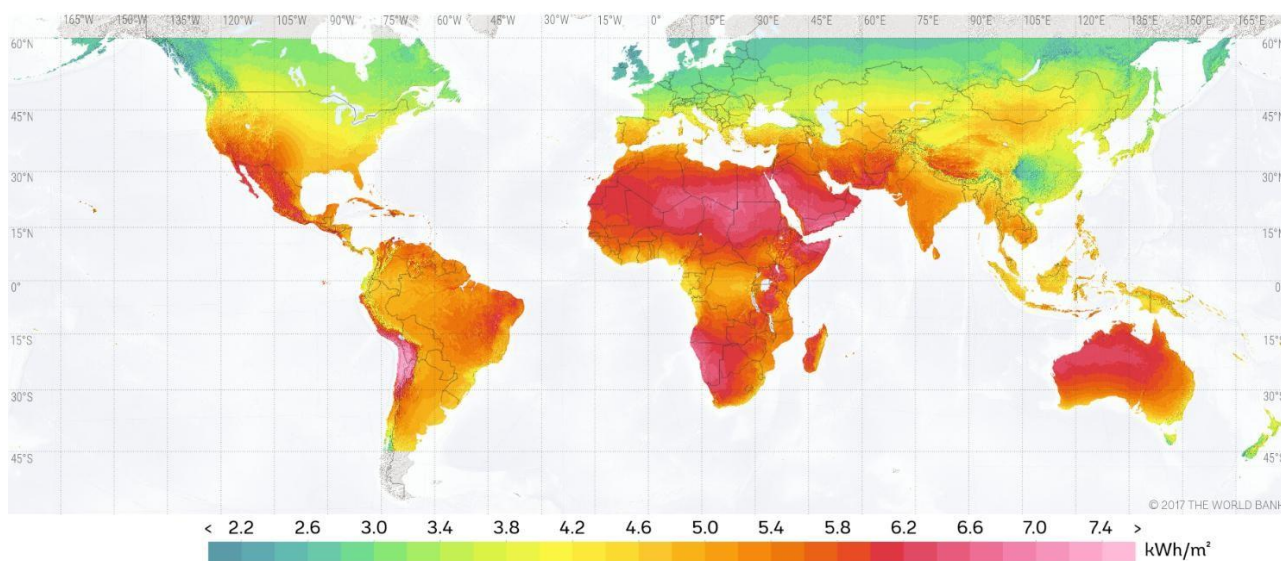
Fonte: CRESESB – Radiação Solar a Nível do Solo.

2.6. RECURSO SOLAR NO MUNDO

Para ter um bom desempenho, um projeto de sistema fotovoltaico requer uma irradiação solar diária mínima de 3 kWh/m².dia [CRESESB, 2014, p. 81]. Com isso, a partir da figura 2.5, que mostra a irradiação solar diária média no mundo, pode-se concluir que a grande maioria dos países do mundo tem potencial para investir em geração de energia por fontes fotovoltaicas.

É interessante notar que países onde há um grande investimento em energia solar, como Alemanha, Itália e China, possuem uma irradiação que varia de 3.2 a 4.2 $\frac{kWh}{m^2}$ e, no Brasil, variam de 4.6 a 5.8 $\frac{kWh}{m^2}$. Ou seja, a melhor irradiação do ano nesses países é menor que a pior irradiação do ano no Brasil. Isso mostra o grande potencial que o território brasileiro tem para investir cada vez mais nesse setor.

Figura 5 – Irradiação solar diária média no mundo

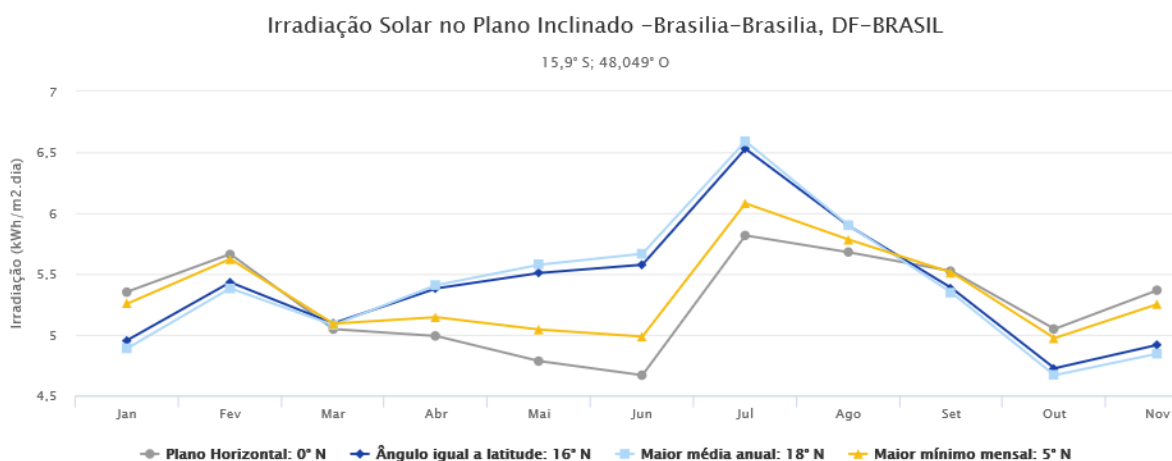


Fonte: Solargis – Solar Resource Maps of World – Global Horizontal Irradiation.

2.6.1. RECURSO SOLAR NO LOCAL DO PROJETO

O projeto será instalado no Contêiner do Campus FGA da Universidade de Brasília, localizado no Gama, cujas coordenadas são: 15°59'24"S e 49°02'43". A partir dessas coordenadas, é possível verificar os valores de irradiação solar diária média do local mais próximo na base de dados do CRESESB.

Gráfico 3 – Irradiação solar no plano inclinado no local do projeto



Fonte: (Cresesb)

Tabela 1 – Valores de Irradiação solar diária média

Estação: Brasília
 Município: Brasília , DF - BRASIL
 Latitude: 15,9° S
 Longitude: 48,049° O
 Distância do ponto de ref. (15,99° S; 48,045278° O):10,0 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,35	5,66	5,05	4,99	4,78	4,67	4,93	5,82	5,68	5,52	5,05	5,37	5,24	1,15
✓	Ângulo igual a latitude	16° N	4,95	5,43	5,09	5,38	5,51	5,58	5,82	6,53	5,90	5,38	4,72	4,92	5,43	1,80
✓	Maior média anual	18° N	4,89	5,38	5,08	5,41	5,58	5,67	5,90	6,59	5,90	5,35	4,67	4,84	5,44	1,92
✓	Maior mínimo mensal	5° N	5,26	5,62	5,09	5,14	5,04	4,98	5,24	6,08	5,78	5,51	4,97	5,25	5,33	1,11

Fonte: (Cresesb)

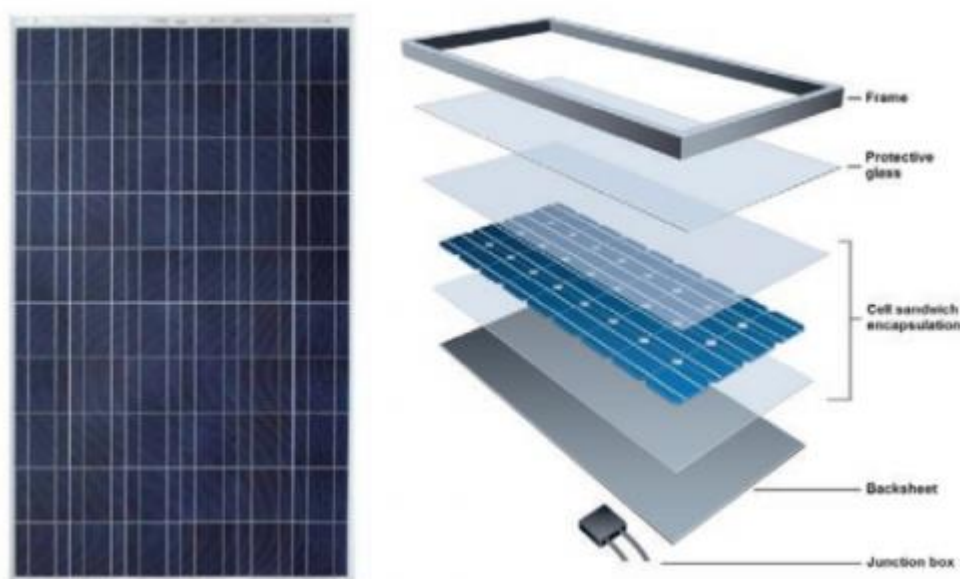
Verifica-se na tabela que a maior média anual de Brasília é de $5,44 \frac{kWh}{m^2.dia}$, que é um ótimo valor comparado a outras regiões. Aliado à baixa nebulosidade e pluviosidade, o Distrito Federal é um local ideal para implantação de sistema fotovoltaico.

2.7. COMPONENTES BÁSICOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO *OFF-GRID*

2.7.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos são formados por um conjunto de células conectadas entre si, geralmente em série, soldando os terminais da parte frontal de uma célula à parte traseira da seguinte. Após a conexão as células são encapsuladas na seguinte ordem: uma lâmina de vidro temperado, um material orgânico como EVA (etil-vinil-acetato), as células conectadas, mais uma lâmina de EVA e uma cobertura que pode ser vidro, tedlar, PVC ou outros polímeros.

Figura 6 – Componentes de um Módulo Fotovoltaico

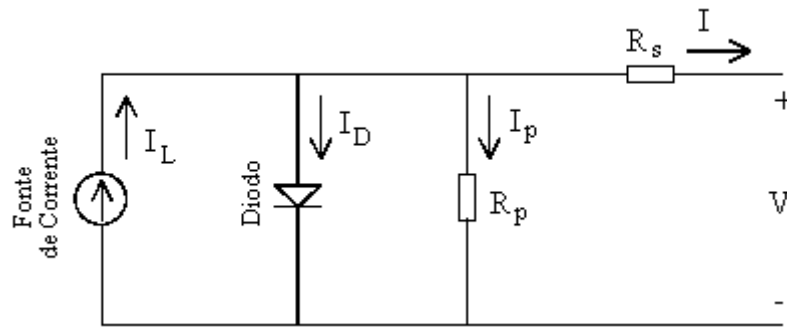


Fonte: (Frontin, p.113)

2.7.1.1. CIRCUITO EQUIVALENTE

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica pode ser aproximado por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, ligados a duas resistências, uma em série e uma em paralelo. A resistência em paralelo representa os efeitos parasitas e os efeitos de borda e a resistência em série representa as perdas ôhmicas.

Figura 7 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Circuito-equivalente-de-uma-celula-fotovoltaica-real-modelo-de-um-diodo_fig1_275561777

A corrente gerada em uma célula fotovoltaica pode ser calculada por:

$$I = I_o(e^{qV/nkT} - 1) - I_L$$

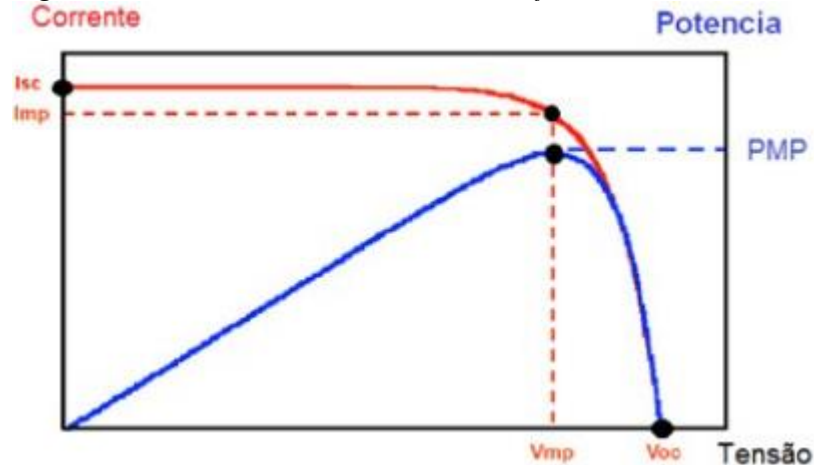
Onde:

- I_L – Corrente fotogerada;
- I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo
- n – Fator de idealidade do diodo
- k – Constante de Boltzmann
- q – Carga do elétron
- T – Temperatura absoluta

2.7.1.2. CURVAS CARACTERÍSTICAS

A figura a seguir mostra as curvas $I \times V$, em vermelho, e $P \times V$, em azul, que caracterizam um módulo fotovoltaico.

Figura 8 – Curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico



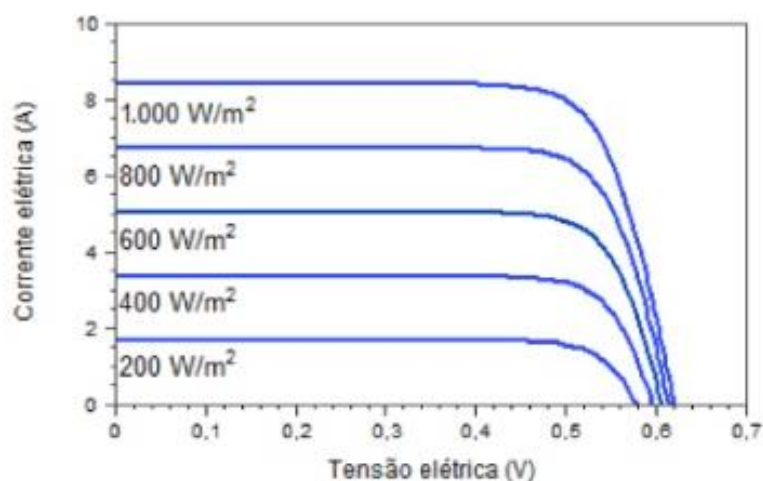
Fonte: <https://slideplayer.com.br/slide/10204630/>

É possível identificar cinco pontos característicos dessas curvas, são eles:

- **Tensão de máxima potência (V_{mp})** – é a tensão máxima que o módulo gerará, em seu ponto de máxima potência, sob as condições padrões de teste.
- **Tensão de circuito aberto (V_{oc})** – é a tensão máxima que o módulo fornece em seus terminais, sem a presença de uma carga (a vazio). É uma tensão de teste e podemos medi-la com um multímetro.
- **Corrente de máxima potência (I_{mp})** – é a corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer a uma carga, em condições padrão de teste.
- **Corrente de curto circuito (V_{sc})** – é a corrente máxima que o módulo fotovoltaico fornece, quando seus terminais estão em curto-circuito, sob as condições padrão de teste. Diferente das baterias e outras fontes de energia, podemos medir a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico. Ela é geralmente 5% superior à corrente máxima.
- **Potência máxima ou de pico (PMP)** – a corrente elétrica gerada por um módulo fotovoltaico varia de zero a I_{sc} , enquanto a tensão nos terminais varia de zero a V_{oc} sob diferentes condições de irradiância e temperatura. Como a potência é o produto da tensão pela corrente, essa só será máxima para uma única combinação de tensão e corrente. Um módulo estará fornecendo a máxima potência, quando o circuito externo possuir uma resistência tal, que determine os valores máximos de tensão e corrente e, portanto o seu produto será o máximo. Existem aparelhos que conseguem alcançar o ponto de máxima potência (MPP) em diversas condições de irradiância e temperatura. São os seguidores do ponto de máxima potência (MPPT)

Alterando o incidente de intensidade luminosa em uma célula solar, alteram-se todos os parâmetros, incluindo a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e a eficiência [FRONTIN, 2017, p.110]. O efeito da luminosidade nas características IxV de uma célula solar é mostrado na figura. Verifica-se que ocorre uma variação muito maior nos valores de corrente do que nos de tensão.

Figura 9 – Curva IxV de uma célula fotovoltaica para diferentes níveis de irradiância

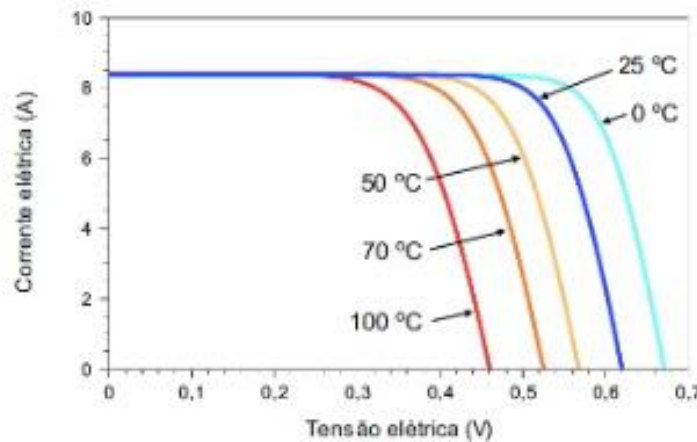


Fonte: <https://pt.slideshare.net/nivaniapink/3-energia-solar-fotovoltaica-mdulos-fotovoltaicos>

2.7.1.3. EFEITO DA TEMPERATURA

As variações de temperatura também influenciam o desempenho de células fotovoltaicas. O aumento da temperatura provoca o aumento do valor da corrente de curto-circuito e a diminuição do valor da tensão de circuito-aberto. E a queda de tensão é maior que o incremento da corrente, o que resulta em uma diminuição significativa da potência dos módulos, como mostrado na figura.

Figura 10 – Efeito da temperatura sobre as células fotovoltaicas



Fonte: <https://pt.slideshare.net/nivaniapink/3-energia-solar-fotovoltaica-mdulos-fotovoltaic>

O aumento da temperatura devido ao efeito Joule durante o processo de conversão de energia pode ser calculado pela equação

$$\Delta t = 0,034 * G - 4$$

Onde G é a Irradiância solar do local em $\frac{W}{m^2}$.

E a temperatura de operação de uma célula fotovoltaica pode ser calculada por

$$To = (Tamb + \Delta t) - 25$$

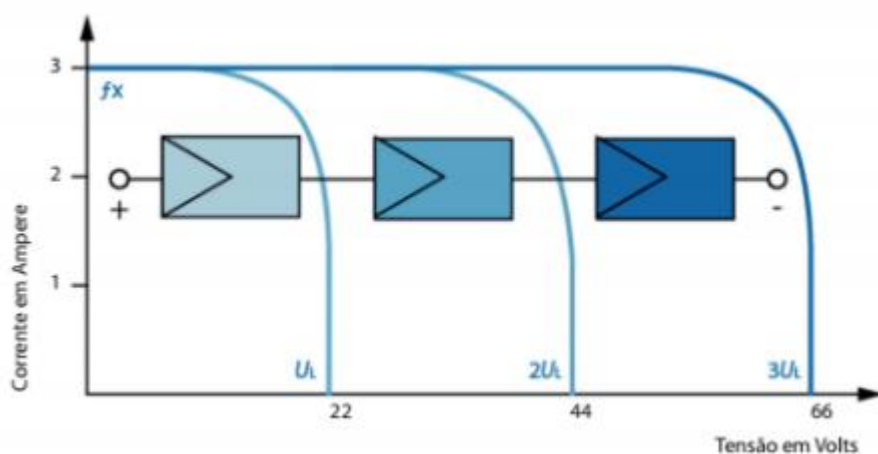
Onde Tamb é a temperatura ambiente do local. Ao se multiplicar a Temperatura de Operação (To) pelo coeficiente de temperatura que influencia a Potência, o qual é fornecido pelo fabricante do módulo, obtém-se a queda de eficiência do módulo em função da temperatura.

2.7.1.4. ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS

A associação consiste na ligação de um ou mais módulos entre si, em série ou em paralelo, a fim de adequar as tensões e correntes equivalentes às necessidades do sistema. O conjunto de módulos associados é chamado de *string*.

Na associação em série, o polo positivo de um módulo é conectado no polo negativo do seguinte e vice-versa. A tensão equivalente da *string* será igual à soma das tensões de cada módulo e a corrente equivalente será a mesma para todos os eles. Caso os módulos possuam correntes diferentes, a corrente da *string* é limitada pela célula de menor corrente.

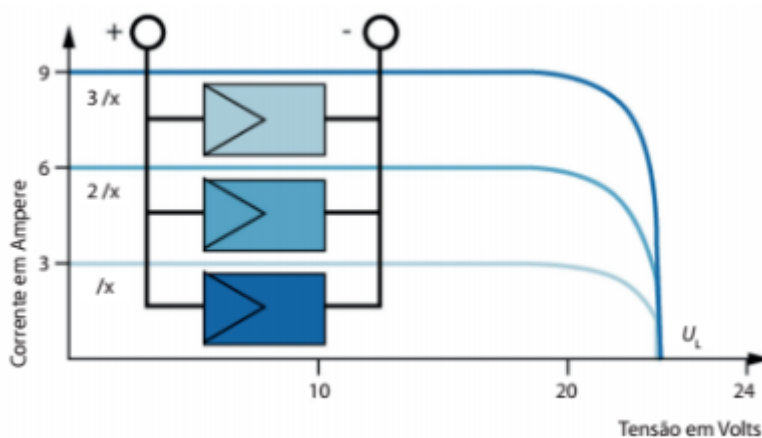
Figura 11 – Associação de módulos em série



Fonte: <http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/2-celulas-e-modulos-fotovoltaicos/concepcao-aplicacao-e-funcionamento-de-modulos-fotovoltaicos/>

Na associação em paralelo, o polo negativo de um módulo é conectado no polo negativo do seguinte assim como os positivos. A tensão equivalente da *string* será igual a tensão individual de cada módulo e a corrente equivalente será igual a soma das correntes de cada um.

Figura 12 – Associação de módulos em paralelo



Fonte: <http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/2-celulas-e-modulos-fotovoltaicos/concepcao-aplicacao-e-funcionamento-de-modulos-fotovoltaicos/>

2.7.2. BATERIAS

Em sistemas *off-grid*, não conectados à rede, é necessário armazenar o excedente de energia produzida para ser utilizada posteriormente em períodos de menor incidência solar ou durante a noite, quando não há geração, com isso utiliza-se bancos de baterias, que, além de armazenagem, terão as funções de:

- Estabilizar a tensão: devido à intermitência da geração fotovoltaica, pelos diferentes valores de irradiação durante o dia, ocorre uma grande variação de tensão. Dessa forma, como as baterias possuem uma faixa de tensão mais estreita, elas garantirão uma tensão mais uniforme às cargas.
- Fornecer correntes elevadas: alguns dispositivos, como os motores, necessitam de uma alta corrente de partida para iniciar seu funcionamento, outros demandam uma alta potência de operação. As baterias fornecerão essa alta potência momentânea e serão carregadas lentamente pelos módulos durante o dia.

Os tipos mais comuns de baterias são as de chumbo-ácido, níquel-cádmio e íons de lítio. As de níquel-cádmio possuem maior vida útil e suportam maiores descargas, mas o alto custo e a baixa disponibilidade as tornam pouco viáveis, assim como as de íons de lítio. Devido ao custo-benefício, as baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos *off-grid*.

2.7.3. CONTROLADORES DE CARGA

Em um sistema fotovoltaico *off-grid*, a tensão da *string* deve ser compatível à tensão nominal das baterias, que varia de 12 a 24V. Com isso, as funções fundamentais dos controladores de carga são:

- Controle da perfeita recarga do banco de baterias
- Proteção contra sobrecargas indevidas
- Proteção contra descarga excessiva
- Informação do nível de carga do banco de baterias

Eles realizam essas funções das seguintes formas: desconectando o arranjo fotovoltaico quando sua tensão ultrapassa a tensão limite para recarga, como fazem os controladores em série; aplicando um curto circuito no arranjo PV através de um controlador *shunt*; ajustando a tensão do arranjo, como fazem os controladores com MPPT. Quando o nível de irradiância é baixo, o nível de tensão do arranjo PV será menor que o das baterias, fazendo com que as baterias se descarreguem nos módulos. Para evitar isso, os controladores possuem diodos de bloqueio integrados.

Figura 13 – Controladores de Carga



Fonte: (WWW.BLUE-SOL.COM)

2.7.4. INVERSORES FOTOVOLTAICOS

A corrente que é produzida a partir da conversão de energia em módulos fotovoltaicos é contínua, no entanto a maioria dos aparelhos eletrônicos utilizados nas residências requer corrente alternada para funcionarem. Dessa forma, o inversor fotovoltaico cumpre esse papel, convertendo a corrente de entrada, CC, em corrente alternada na saída.

A conversão de CC em CA pelos inversores fotovoltaicos se dá por meio de chaveamento eletrônico. Com o avanço da eletrônica de potência, esse processo tem se tornado cada vez mais eficaz, tal qual a eficiência dos inversores.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. MATERIAIS

3.1.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dentre os módulos presentes no mercado, utilizou-se, para dimensionamento do sistema fotovoltaico, os de 45Wp e 135Wp da fabricante Kyocera, modelos KC45 e KD135SX-UPU, respectivamente, pois estes foram disponibilizados pelos professores do Campus FGA para a realização do projeto. Os principais dados técnicos dos módulos estão apresentados na Tabela.

Figura 14 – Módulo KC45



Fonte: <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-de-50w-komaes-solar-%E2%80%93-km-p-50-78871>

Tabela 2 – Especificações do módulo KC45

Modelo	KC 45
Potência Máxima	45W
Tensão de Máxima Potência	15V
Corrente de Máxima Potência	3A
Tensão de Circuito Aberto	19.2V
Corrente de Curto Circuito	3.1A
Comprimento	573mm
Largura	652mm
Espessura	54mm
Peso	4.5kg
Eficiência de conversão	86%
Coeficiente de temperatura (potência)	-0,092%/°C

Coeficiente de temperatura (tensão)	-0,08%/°C
Coeficiente de temperatura (corrente)	0,005%/°C

Figura 15 – Módulo Kyocera 135Wp



Fonte: <http://www.laboescuela.com/productos/ecologiaymedioambiente/panelsolar/kyocera135wp.html>

Tabela 3 – Especificações do módulo KD135SX-UPU

Modelo	KD135SX-UPU
Potência máxima	135W
Tensão de Circuito Aberto	22.1V
Corrente de Curto Circuito	8.37A
Tensão de Potência Máxima	17.7V
Corrente de Potência Máxima	7.63A
Comprimento	1500mm
Largura	668mm
Espessura	46mm
Peso	12.5kg
Eficiência de conversão	86%
Coeficiente de temperatura (potência)	-0,092%/°C
Coeficiente de temperatura (tensão)	-0,08%/°C
Coeficiente de temperatura (corrente)	0,005%/°C

3.1.2. CONTROLADORES DE CARGA

Dentre os controladores presentes no mercado, utilizou-se, para dimensionamento do sistema fotovoltaico, o do fabricante Trace Engineering, modelo C40. Os principais dados técnicos estão apresentados na Tabela.

Figura 16 – Controlador de Carga Trace Engineering C40



Fonte: <https://www.neosolar.com.br/loja/controlador-de-carga-schneider-xantrex-c40-40a-12-24-48v.html>

Tabela 4 – Especificações Controlador de Carga C40

Modelo	C40
Tensão de Configuração	12 e 24V DC
Corrente de carga (Máxima) ou de descarga	40A
Máximo pico de corrente	85A
Perda no controlador	0,3V
Disjuntor recomendado	40A
Cabo recomendado	8AWG
Dimensões	(25,4x12,7x6,35)cm
Peso	1,4kg
Eficiência	98%

E o controlador de carga PWM, do fabricante Active Link, cujas especificações estão apresentadas na Tabela 5.

Figura 17 – Controlador de Carga PWM



Fonte: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1067619646-controlador-carga-painel-solar-30a-usb-1224v-pwm-_JM

Tabela 5 – Especificações Controlador de Carga 30A

Modelo	Active Link 30A
Tensão de Configuração	12 e 24V DC
Corrente de carga (Máxima) ou de descarga	30A
Corrente máxima na saída	30A
Tensão máxima de entrada	50 V
Consumo	10 mA
Cabo recomendado	4 mm ²
Dimensões	(13,3x7x3,2)cm
Eficiência	98%

3.1.3. INVERSOR FOTOVOLTAICO

O inversor utilizado no Sistema Fotovoltaico é de 1000W do fabricante Xantrex, modelo XPower 1000. Os principais dados técnicos estão apresentados na Tabela.

Figura 18 – Inversor Xantrex 1000W



Fonte: <https://www.marineoutlet.com.br/inversor-prosine-xantrex-1000w-12v-230vpara-lanchabarcoveleiomotorhome>

Tabela 6 – Especificações Inversor Fotovoltaico

Modelo	XPow 1000
Potência Máxima de Saída	1000W
Faixa de Temperatura de operação	0 – 40°C
Tensão de Saída	115V AC $\pm 5\%$
Frequência de Saída	60Hz ± 1 Hz
Tensão de Entrada	10.5 – 15.5V DC
Alarme de bateria baixa	11V
Cutout de Bateria baixa	10.5V
Eficiência	90%
Dimensões	(312x151x70)mm
Peso	2kg

3.1.4. SKETCHUP

O SketchUp é um software **CAD** (Desenho auxiliado por computador) de fácil uso, que opera num ambiente em 3D. Ele possibilita os usuários criarem desde esboços até projetos com precisão de forma fácil e tridimensionais. Ele foi utilizado para fazer o desenho do contêiner, da estrutura de sustentação e dos módulos fotovoltaicos no arranjo projetado.

3.1.5. AUTOCAD

AutoCAD é um software do tipo CAD — *computer aided design* ou *desenho auxiliado por computador* - criado e comercializado pela Autodesk, Inc. desde 1982. É utilizado principalmente para a elaboração de peças de desenho técnico em duas dimensões (2D) e para criação de modelos tridimensionais (3D). Este *software* foi utilizado para a elaboração de partes importantes do projeto fotovoltaico, como: diagrama unifilar e projeto executivo.

3.2. MÉTODO

3.2.1. DEFINIÇÃO DA INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS

A inclinação dos módulos fotovoltaicos instalados é determinada de acordo com a latitude do local. Considerando que a localização do edifício possui os dados de latitude iguais a 15°59'24" S e analisando a tabela abaixo, temos:

Tabela 7 – Ângulos de inclinação recomendados.

Latitude do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	10°
11° a 20°	Latitude
21° a 30°	Latitude + 5°
31° a 40°	Latitude + 10°
> 41°	Latitude + 15°

Dessa forma, o ângulo recomendado será igual à latitude. Analisando então os dados de irradiação solar fornecidos pelo Centro de Referência em Energia Solar e Eólica – CRESESB (2017), temos que, na região de Brasília, o ângulo considerado é o ângulo de 15°. Dessa forma, devido à proximidade dos ângulos e os dados obtidos, foi utilizado neste projeto o ângulo de inclinação de 15° para os módulos fotovoltaicos.

3.2.2. CARACTERÍSTICAS DO LOCAL DO PROJETO

O local de instalação do projeto foi em um contêiner do Campus Gama (FGA) da Universidade de Brasília. O objetivo final é fundamentalmente acadêmico, visto que a disciplina de Sistemas de Energia Solar e Eólica ofertada para os alunos de Engenharia de Energia apresenta apenas aprendizado teórico e, assim que o sistema for instalado e estiver em operação, os alunos terão acesso ao aprendizado prático.

Figura 19 – Local de instalação do projeto



Fonte: (Google Maps)

A área disponível para a instalação foi o do telhado do contêiner, o qual possui 6,12 m de comprimento e 2,44 m de largura, portanto com uma área de 14,93 m^2 .

Figura 20 – Área do telhado do Contêiner



Fonte: <http://www.grupoempremon.com/ce600.html>

Como visto anteriormente, foi utilizada a plataforma do CRESESB para obtenção da irradiação global no plano inclinado igual à latitude para a localidade. Os valores da irradiação para cada mês do ano podem ser vistos na tabela abaixo:

Tabela 8 – Irradiação solar na localidade

Mês	Irradiação ($\frac{kWh}{m^2 dia}$)
Jan	4,95
Fev	5,43
Mar	5,09
Abr	5,38
Mai	5,51
Jun	5,58
Jul	5,82
Ago	6,53
Set	5,90
Out	5,38
Nov	4,72
Dez	4,92
Média	5,43

Segundo a base de dados do SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), a Irradiância para localidade é de 1062,38 W/m².

A partir da plataforma Climate-date.org, foram obtidos os valores de temperatura para a região. Como a temperatura influencia diretamente na eficiência dos painéis e como as próprias células fotovoltaicas esquentam durante a conversão de energia, é necessário considerar a redução de eficiência dos módulos devido à temperatura. A partir dos dados, será utilizada a média das temperaturas máximas para a localidade, que é de 26,5 °C. A temperatura anual média é de 21 °C e a temperatura anual mínima é de 15,6 °C.

3.2.3. CÁLCULOS DA GERAÇÃO

3.2.3.1.ÁREA TOTAL OCUPADA

Para o projeto do sistema fotovoltaico *off-grid* foram utilizados 12 painéis de 45Wp e 3 painéis de 135Wp, ambos da Kyocera. O primeiro tipo possui uma área de 0,37 m² cada e o segundo, uma área de 1,002 m² cada. Com isso, a área total ocupada pelos módulos será de 7,486 m², como mostrado na Tabela.

Tabela 9 – Área ocupada pelos módulos

Área de cada módulo	Quantidade	Área ocupada
0,3736 m ²	12	4,48 m ²
1,002 m ²	3	3,006 m ²
Total	15	7,486 m ²

3.2.3.2.POTÊNCIA INSTALADA

A potência total instalada pode ser calculada pela soma das potências nominais de cada módulo, como mostrado na Tabela.

Tabela 10 – Potência Instalada

Potência de cada módulo	Quantidade	Potência instalada
45Wp	12	540Wp
135Wp	3	405Wp
Total	15	945Wp

Conclui-se que a potência instalada será de 945Wp.

3.2.3.3.PERDAS NO SISTEMA

A partir do *datasheet* dos equipamentos, foi possível obter as informações de eficiência.

- Eficiência de conversão nos painéis: 86%
- Tolerância de pico dos painéis: 98%
- Eficiência do inversor: 90%
- Eficiência da transmissão no cabeamento: 99%
- Eficiência do controlador de carga: 98%

Dessa forma, é possível calcular a taxa global de perdas do sistema (n), o qual está relacionado a perdas por transmissão e conversão de energia do sistema e é obtido por meio do produto de todas as eficiências:

$$n = 0,86 * 0,98 * 0,9 * 0,99 * 0,98$$
$$n = 73,6\%$$

O aumento de temperatura do painel devido ao efeito Joule será:

$$\Delta t = 0,034G - 4$$
$$\Delta t = 0,034 * 1062,38 - 4$$
$$\Delta t = 32,12^{\circ}\text{C}$$

Onde, G é a Irradiância do local em $\frac{W}{m^2}$

E a temperatura de operação do painel será:

$$T_o = (T_{amb} + \Delta t) - 25$$
$$T_o = (26,5 + 32,12) - 25$$
$$T_o = 33,62^{\circ}\text{C}$$

Ao se multiplicar a temperatura de operação pelo coeficiente de temperatura que influencia a potência, encontra-se a queda de eficiência em função da temperatura:

$$33,62 * 0,092 = 3,09\%$$

Para este cenário, a queda de potência será de 3,09%.

Dessa forma, os painéis de 45Wp produzirão uma potência de 43,61W e os de 135Wp, uma potência de 130,83W, devido à temperatura.

Assim, a potência líquida do sistema deverá ser de:

$$P_{liq} = (12 * 43,61 + 3 * 130,83) * n$$

$$P_{liq} = (915,81) * 0,736$$

$$P_{liq} = 674,03W$$

3.2.3.4.CÁLCULO DA ENERGIA GERADA PELO SISTEMA

Para o cálculo da energia gerada, por mês, no sistema fotovoltaico, utiliza-se a equação:

$$E_g = P_{liq} * D * I_m$$

Onde, D é o número de dias por mês (30 dias) e I é a Irradiação mensal da localidade em $\frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$.

Com isso a energia mensal gerada será:

Tabela 11 : Energia mensal produzida pelo sistema.

Mês	Irradiação Solar Horizontal	Produção Energia Elétrica
	kWh/m².dia	kWh/mês
Janeiro	4,95	100,09
Fevereiro	5,43	109,80
Março	5,09	102,92
Abril	5,38	108,79
Mai	5,51	111,42
Junho	5,58	112,83
Julho	5,82	117,69
Agosto	6,53	132,04
Setembro	5,90	119,30
Outubro	5,38	108,79
Novembro	4,72	95,44
Dezembro	4,92	99,49
Média	5,43	109,80
Total Produzido por ano		1428,40

3.2.4. DIMENSIONAMENTO DAS *STRINGS*

Na sequência, determina-se a quantidade de *strings* (conjunto de módulos instalados em série e paralelo) para definição da tensão e corrente de operação no lado do circuito em corrente contínua (DC). Como o sistema possuirá dois modelos diferentes de painéis, optou-se por dimensionar duas *strings*, uma relativa ao conjunto de painéis de 45Wp e outra para o conjunto de painéis de 135Wp.

Nesse cálculo, foi considerada a faixa de tensão de operação e a corrente máxima suportada dos controladores de carga modelo Active Link de 12V – 24 V_{DC} e 30 A.

Para a primeira *string*, relativa aos painéis de 45 Wp, utilizou-se a tensão em circuito aberto ($V_{OC} = 19,2 \text{ V}$) e a corrente de curto circuito ($I_{CC} = 3,1 \text{ A}$) em STC, pois o controlador de carga deverá estar apto a suportar maiores níveis de tensão e corrente no lado DC quando o sistema fotovoltaico não estiver em operação no período diurno. Como o nível de tensão de operação máximo do controlador de carga Active Link é de 50 V e a tensão em circuito aberto do painel é de 19,2 V, não será possível conectar os painéis em série, visto que a tensão equivalente seria a soma das tensões de cada uma, o que ultrapassaria a tensão de operação do controlador. Dessa forma, conectando os 9 módulos em paralelo, tem-se que a corrente máxima será de $9 * 3,1 = 27,9 \text{ A}$, a qual é menor que a corrente máxima suportada pelo controlador (30 A). Portanto, a configuração atende ao limite operacional de entrada. Além disso, a tensão gerada é superior ao limite mínimo de *start* do controlador, garantindo que ele funcionará.

Para a segunda *string*, relativa aos painéis de 135 Wp, também se utilizou a tensão em circuito aberto ($V_{OC} = 22,1 \text{ V}$) e a corrente de curto circuito ($I_{CC} = 8,37 \text{ A}$). Como o nível de tensão de operação máximo do controlador de carga Active Link é de 50 V e a tensão em circuito aberto do painel é de 22,1 V, será possível conectar apenas dois painéis em série, visto que a tensão equivalente seria a soma das tensões de cada uma, o que ultrapassaria a tensão de operação do controlador. Dessa forma, conectando os 2 módulos em série, tem-se que a corrente máxima será de 8,37 A, a qual é menor que a corrente máxima suportada pelo controlador (30 A) e a tensão total será de 44,2 V, inferior à tensão máxima suportada pelo controlador. Portanto, a configuração atende ao limite operacional de entrada. Além disso, a tensão gerada é superior ao limite mínimo de *start* do controlador, garantindo que ele funcionará.

3.2.5. DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES

Os cabos elétricos utilizados nos circuitos DC são do fabricante Sil Cabos apropriados para temperatura de operação no condutor em regime permanente de até 90°C, atendendo aos requisitos das normas EN 50618 ou NBR 16612. É um cabo unipolar de potência flexível e cobertura em termofixo livre de halogênio com resistência a UVB, para tensões até 1,8 kV DC. O condutor é constituído por fios de cobre estanhado (Encordoamento Classe 5), baseado na norma ABNT NBR-NM 280.

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712, a capacidade de condução de corrente pelos cabos deve ser 25% superior à corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos em STC (Condição Padronizada de Teste em Laboratório). Considerando irradiância solar de 1000 W/m² e temperatura de 25°C da célula solar:

$$I_{\text{cabos}} \geq I_{\text{SC,STC}} * 1,25$$

Onde I_{cabos} é a corrente suportada pelos cabos elétricos na parte DC da instalação, e $I_{\text{SC,STC}}$ é a corrente de curto-circuito do módulo nas condições STC. Dessa forma, para a primeira *string*:

$$I_{\text{cabos1}} \geq 37,2 * 1,25$$

$$I_{\text{cabos1}} \geq 46,5 \text{ A}$$

E para a segunda *string*:

$$I_{\text{cabos2}} \geq 8,37 * 1,25$$

$$I_{\text{cabos2}} \geq 10,46 \text{ A}$$

Considerando que as quedas de tensão em corrente contínua devem somar apenas 1%, o dimensionamento dos cabos será feito pelo critério de capacidade de condução de corrente, consultando a tabela de condução de corrente abaixo.

Tabela 12 – Capacidades de condução de corrente, em amperes, para os métodos de referência.

Capacidade de condução de corrente

Seção mm²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação [3]							
	1	3	1	3	1	3	1	3
	Temperatura de operação no condutor							
	90°C [4]		120°C [5]		90°C [4]		120°C [5]	
2,5	35	40	34	38	31	36	29	35
4	47	53	45	51	41	48	39	46
6	60	68	57	65	51	61	49	59
10	83	95	79	90	71	85	68	81
16	110	125	105	120	93	112	89	107
25	146	166	140	159	123	147	117	141
35	181	207	174	198	151	182	145	174
50	229	260	219	249	189	228	181	218
70	285	325	273	311	234	283	224	271
95	343	390	328	374	279	339	267	324
120	402	458	385	438	325	396	311	379
150	463	527	443	504	371	453	355	434
185	528	600	506	574	420	513	402	491
240	633	719	606	688	499	612	477	586

[1] Resistência ôhmica em corrente contínua à temperatura de 90°C;

[2] Cálculo da queda de tensão considerando um sistema de corrente contínua;

Nota: para a correção do Rcc e da queda de tensão a 120°C, multiplicar o Rcc e queda de tensão a 90°C pelo fator de 1,0925.

[3] Modo de instalação:



Modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal.

Modo de instalação 3: dois cabos unipolares espaçados em pelo menos 0,75 x diâmetro externo na horizontal.
De = Diâmetro nominal externo do cabo completo.

Fonte: (Afumex Solar)

De acordo com a ABNT 5410, a seção do fio deve ser de, no mínimo 2,5 mm². Considerando que a instalação estará ao ar livre e exposta ao sol e o modo de instalação 1, em que os condutores unipolares estejam encostados um ao outro na horizontal, para a string relativa aos 9 módulos de 45 W foi utilizado o condutor de 6 mm², pois suporta correntes de até 51 A. Já para a string relativa aos 2 módulos de 135 W, foi utilizado um condutor de 2,5 mm², que suporta correntes de até 31 A.

O condutor de proteção foi calculado a partir da seção dos condutores de fase do circuito, de acordo com a tabela:

Tabela 13 – Seção mínima condutores de proteção.

Seção mínima dos condutores de fase (mm ²)	Seção mínima dos condutores de proteção (mm ²)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	0,5 x S

Como $S = 6 \text{ mm}^2$, os condutores de proteção (terra) também são de 6 mm^2 . Vale salientar aqui que a estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos e o suporte de alumínio foram aterrados no condutor de proteção geral do sistema.

3.2.6. DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

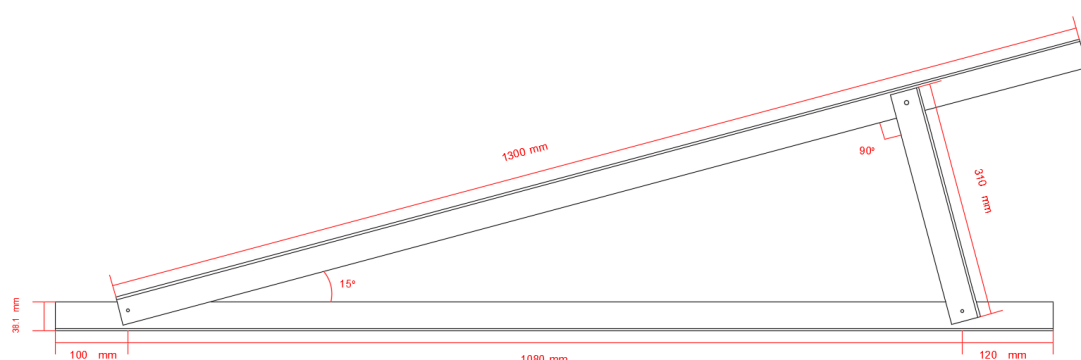
A norma IEC 60364 recomenda o uso de dispositivo de proteção de surto (DPS) Classe II nos sistemas fotovoltaicos. A aplicação do DPS Classe II é para locais onde a instalação é menos sujeita a incidência direta de raios. Neste projeto foi utilizado entre as placas fotovoltaicas e o controlador de carga um DPS Schneider PRD-DC40r com especificações de 600 PV, 840 V_{DC} e com a corrente máxima de descarga de 40kA que é recomendada para o tipo de local no qual as placas serão instaladas. O DPS foi alojado no quadro de junção no lado DC. (*String box*)

Na eventualidade de ocorrência de falhas, ou para a condução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor dos módulos fotovoltaicos. Para esse fim, utiliza-se o disjuntor principal DC. De acordo a norma IEC 60364-7-712, é estipulada a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação acessível entre os módulos fotovoltaicos e o inversor. O disjuntor principal DC tem capacidade suficiente de corte para permitir a abertura do circuito DC em boas condições de segurança. Deve também estar dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto, bem como para a corrente máxima do gerador (corrente de curto-circuito em condições STC). Para esse sistema, o interruptor DC recomendado é a seccionadora bipolar 40 A e 1000 V_{DC}. O quadro de proteção que abriga os equipamentos citados tem dimensões de 200x200x140 mm, que foram dimensionadas de acordo com as dimensões dos equipamentos.

3.2.7. ESTRUTURAS METÁLICAS

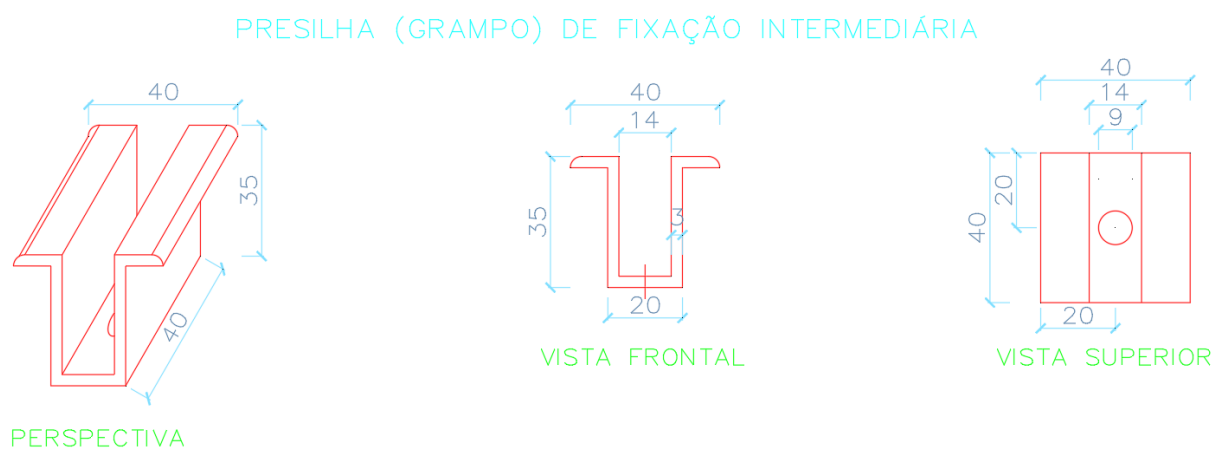
Para a fixação dos módulos fotovoltaicos no telhado do contêiner foi feito o projeto de estruturas metálicas no Autocad. Dentre essas estruturas, estão triângulos de sustentação constituídos de três cantoneiras parafusadas umas nas outras formando um ângulo de 15 graus. Perpendicularmente à essas estruturas, foram utilizadas barras de perfil quadrado, sobre as quais os módulos foram apoiados e fixados por meio de presilhas centrais e laterais.

Figura 21 – Estrutura metálica triangular



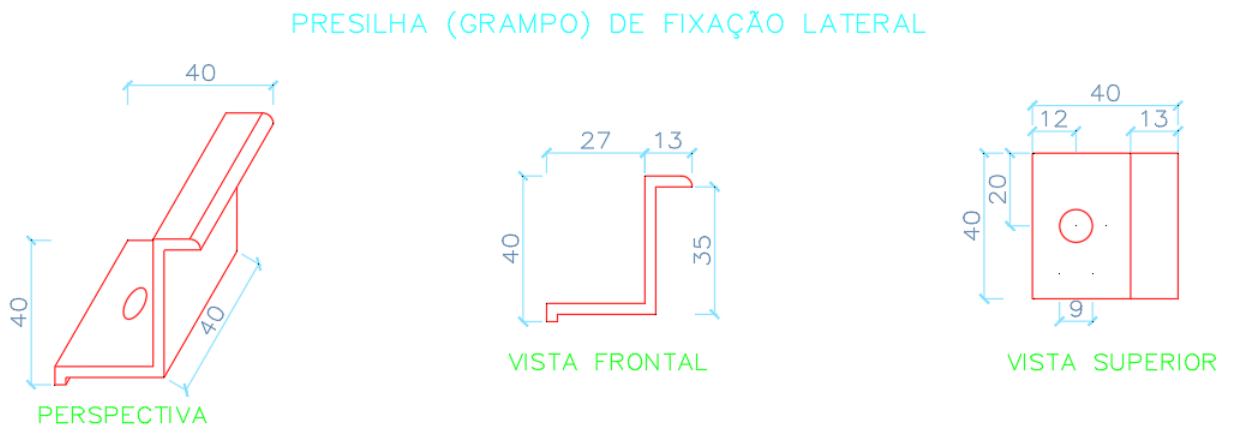
Fonte: Autocad

Figura 22 – Presilha de fixação central



Fonte: Autocad

Figura 23 – Presilha de fixação lateral



Fonte: Autocad

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. PROJETO EXECUTIVO

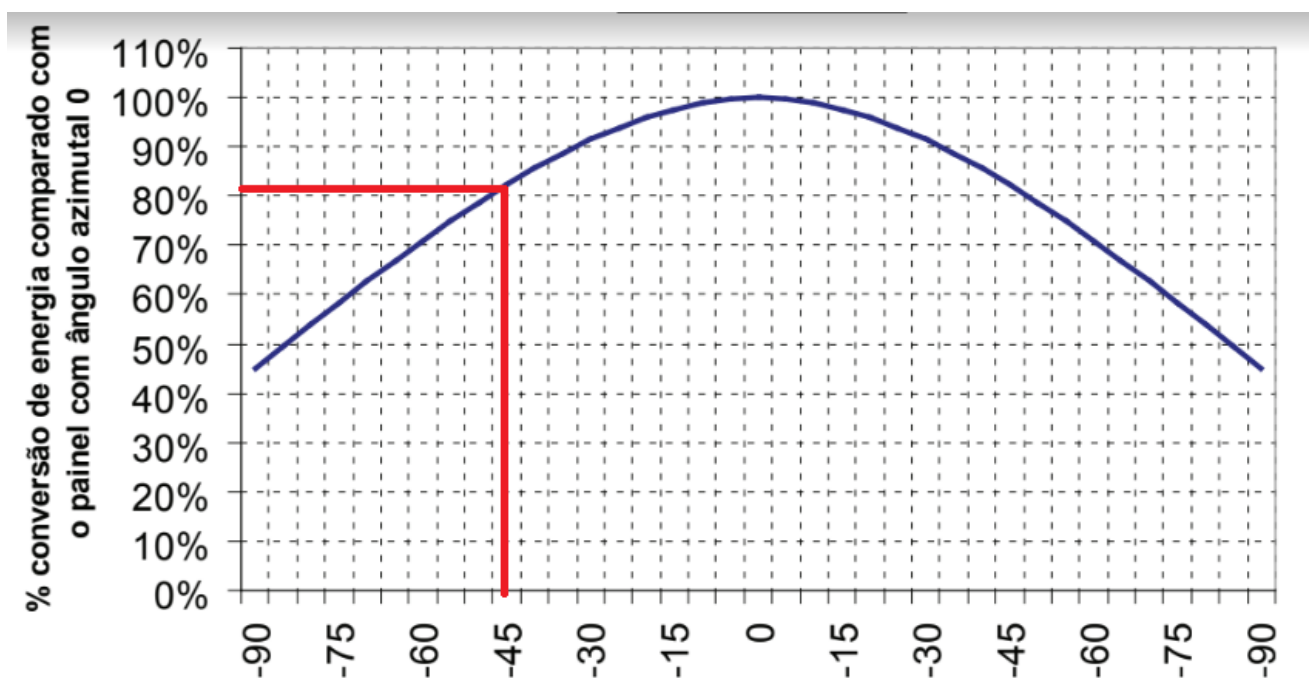
4.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR

Após o dimensionamento do sistema elétrico do projeto, foi possível conceber o diagrama unifilar, que é composto por dois circuitos, um relacionado aos 12 módulos de 45 W e o outro relacionado aos 2 módulos de 135 W, os quais estão conectados à proteção CC, composta por chave seccionadora de 40 A, disjuntor de 40 A e DPS de 840 V e 40 kA. Em seguida, cada circuito é conectado ao seu respectivo controlador de carga, os quais estão em paralelo com a bateria. Por fim, os circuitos são conectados ao inversor.

4.1.2. DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS

Como visto anteriormente no referencial teórico, para sistemas situados no Hemisfério Sul, recomenda-se que os módulos fotovoltaicos sejam instalados com sua superfície voltada para o Norte Geográfico, com um ângulo azimutal (γ) mais próximo possível de 0° , para uma maior eficiência de conversão. No entanto, para usufruir de um maior aproveitamento da área disponível e facilitar o projeto, optou-se por projetar os módulos alinhados com a superfície do telhado do contêiner. Dessa forma, os módulos apresentam um desvio azimutal de 47° para o Leste.

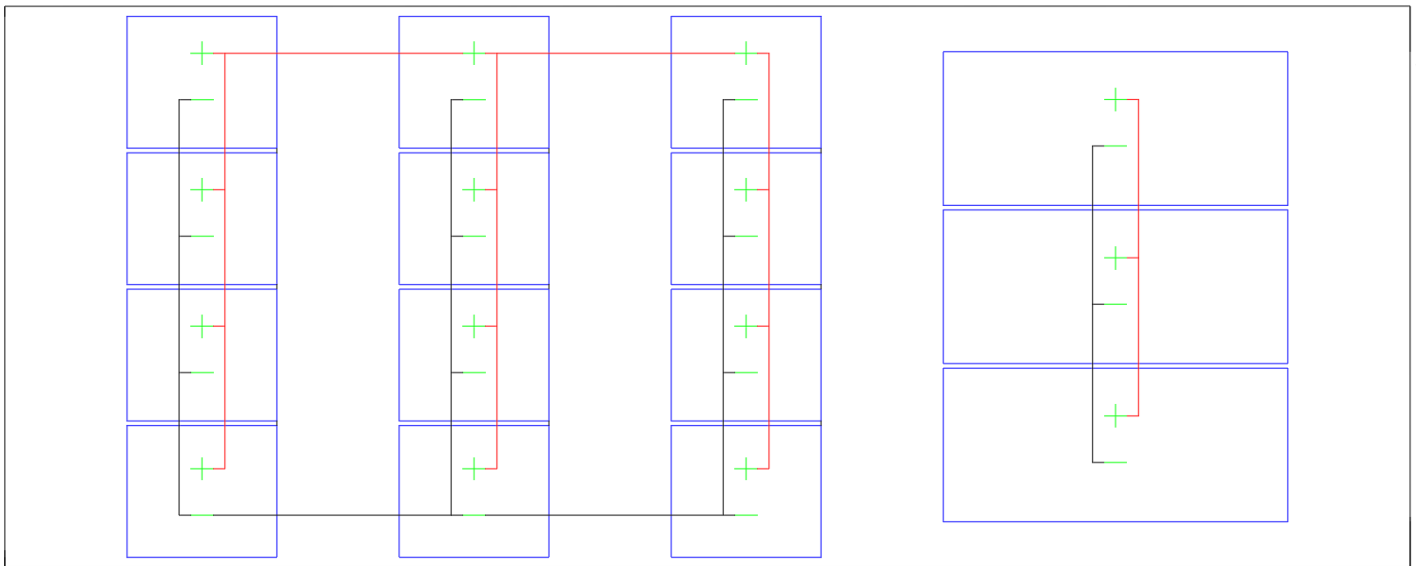
Figura 24 – Eficiência de conversão em função do ângulo azimutal



Fonte: Frontin, p. 84

De acordo com a Figura 32, observa-se que, para esse cenário, a eficiência de conversão é de, aproximadamente, 81%. Como o projeto tem fins acadêmicos, essa perda de conversão não tem grande relevância para os resultados finais. Com isso, a disposição e conexão dos módulos ficou da forma como é mostrado na Figura 25, onde as fileiras de módulos estão distanciados de 60 cm uns dos outros.

Figura 25 – Disposição dos módulos no telhado do contêiner

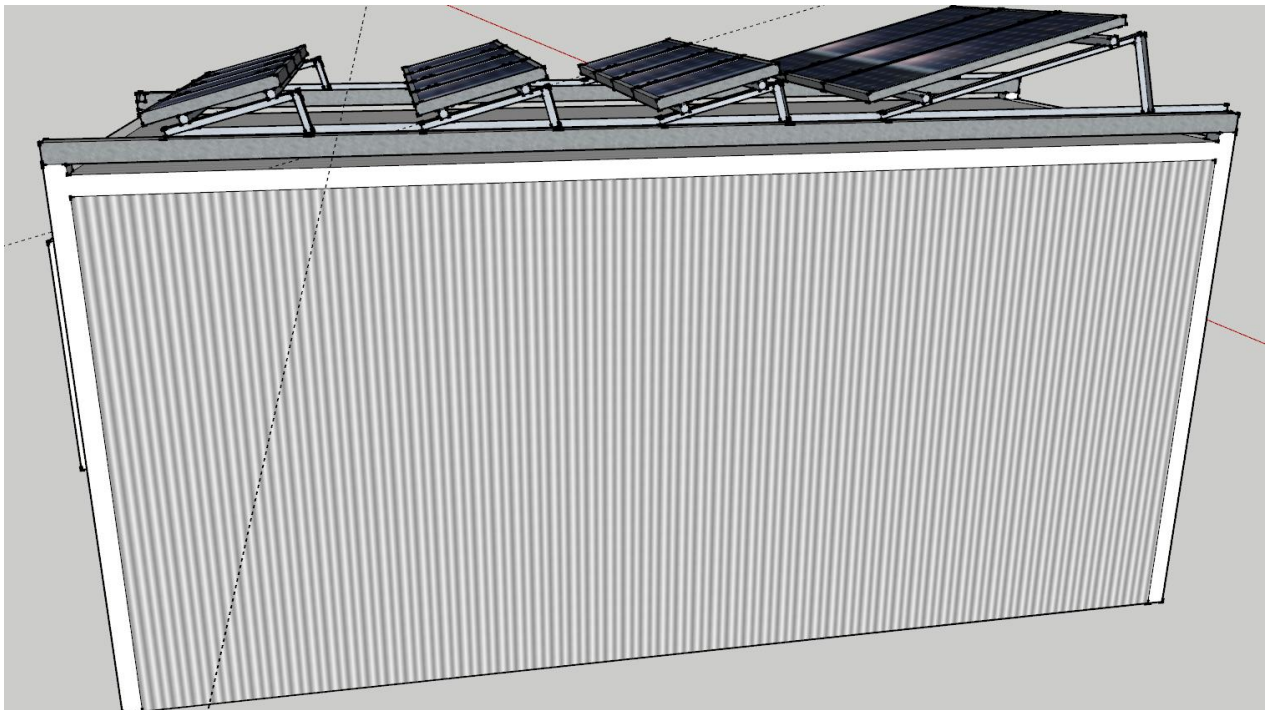


Fonte: (Autocad)

4.1.3. PROJETO SKETCHUP

A partir do software SketchUp, concebeu-se o projeto do sistema fotovoltaico, levando em consideração todos os dimensionamentos e considerações feitas anteriormente. Os resultados serão apresentados nas figuras seguintes.

Figura 26 – Resultado do Projeto SketchUp 1



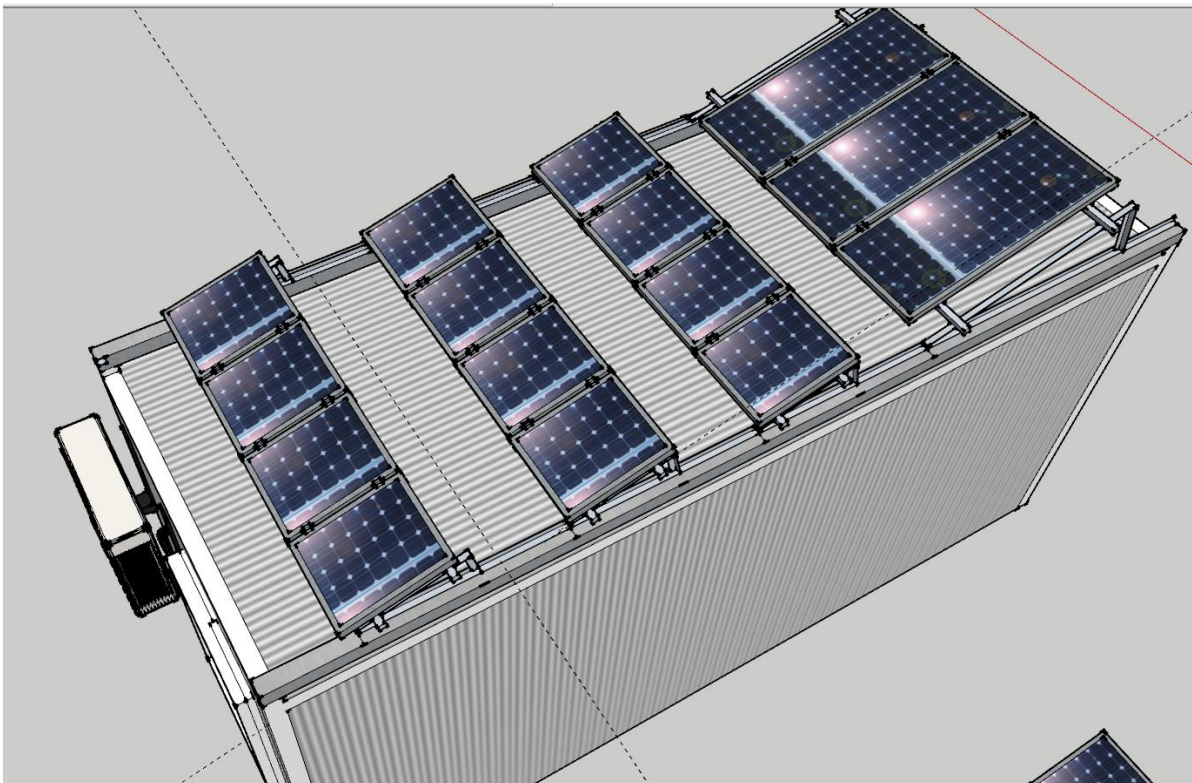
Fonte: (SketchUp)

Figura 27 – Resultado do Projeto SketchUp 2



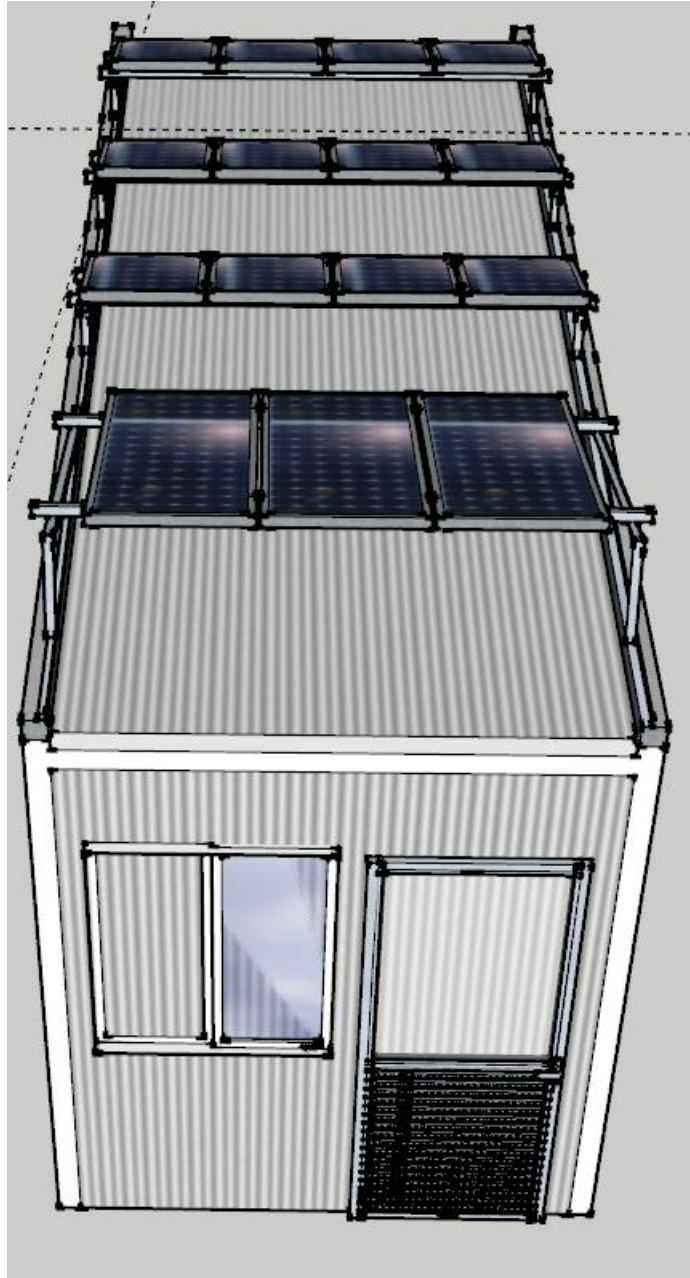
Fonte: (SketchUp)

Figura 28 – Resultado do Projeto SketchUp 3



Fonte: (SketchUp)

Figura 29 – Resultado do Projeto SketchUp 4

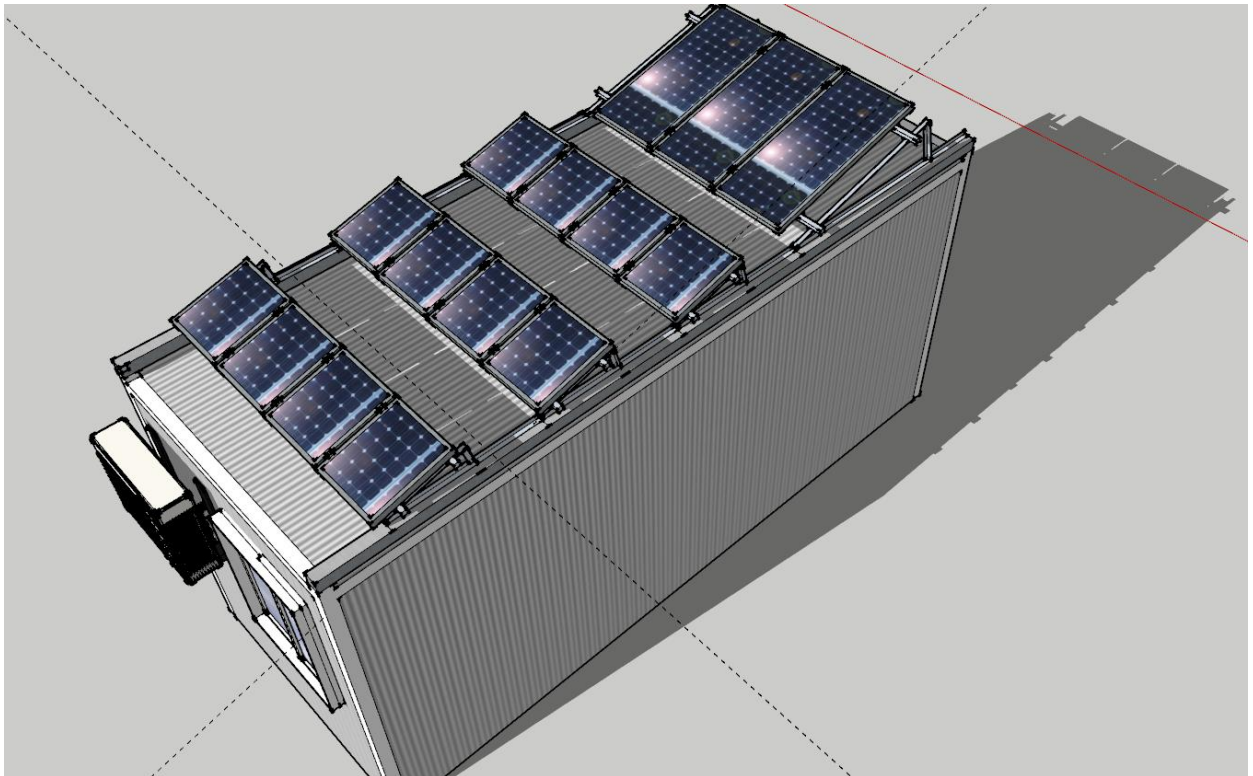


Fonte: (SketchUp)

4.1.4. ESTUDO DE SOMBREAMENTO

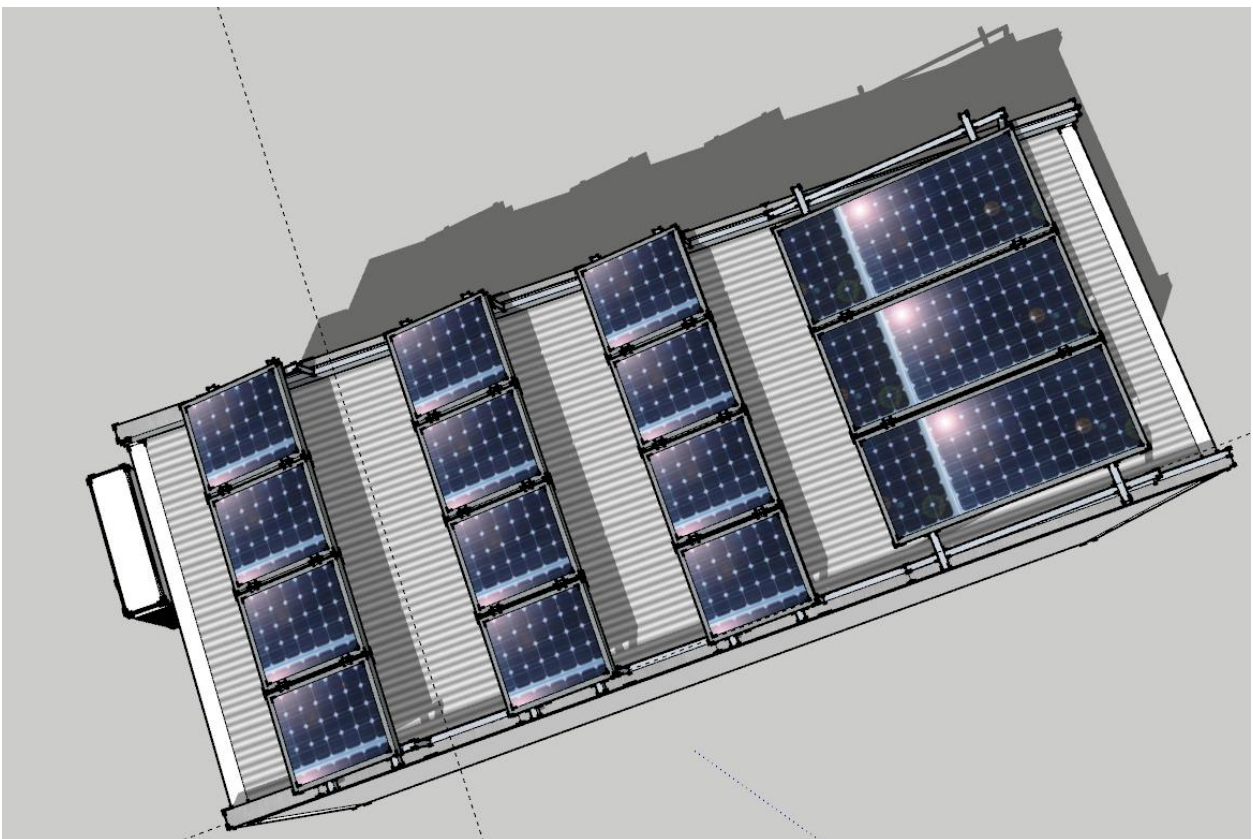
O Sketchup possui uma ferramenta onde o usuário insere as coordenadas do local e posiciona o norte geográfico e, com isso, é possível verificar o sombreamento ao longo do dia para todos os meses do ano. Utilizou-se essa ferramenta para fazer o estudo de sombreamento do projeto para o mês de julho, obtendo-se os seguintes resultados:

Figura 30 – Sombreamento sobre o contêiner às 8:00



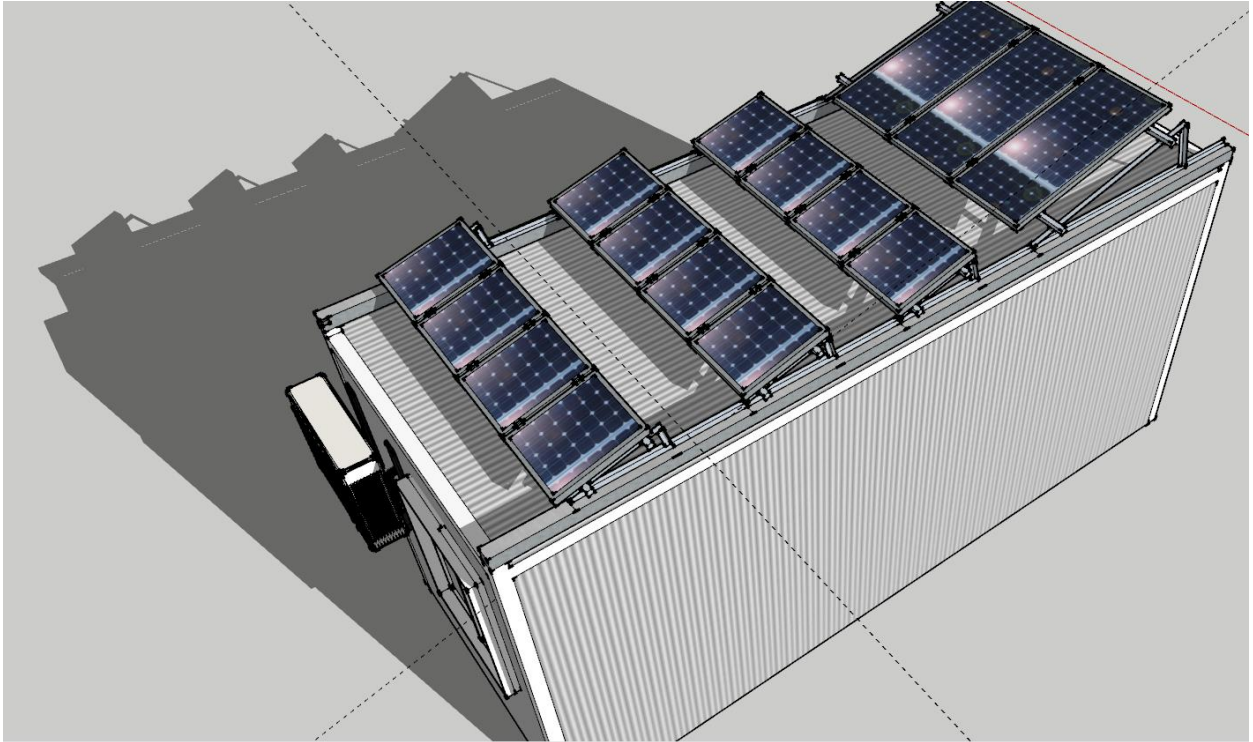
Fonte: Sketchup

Figura 31 – Sombreamento sobre o contêiner às 12:00



Fonte: Sketchup

Figura 32 – Sombreamento sobre o contêiner às 17:00



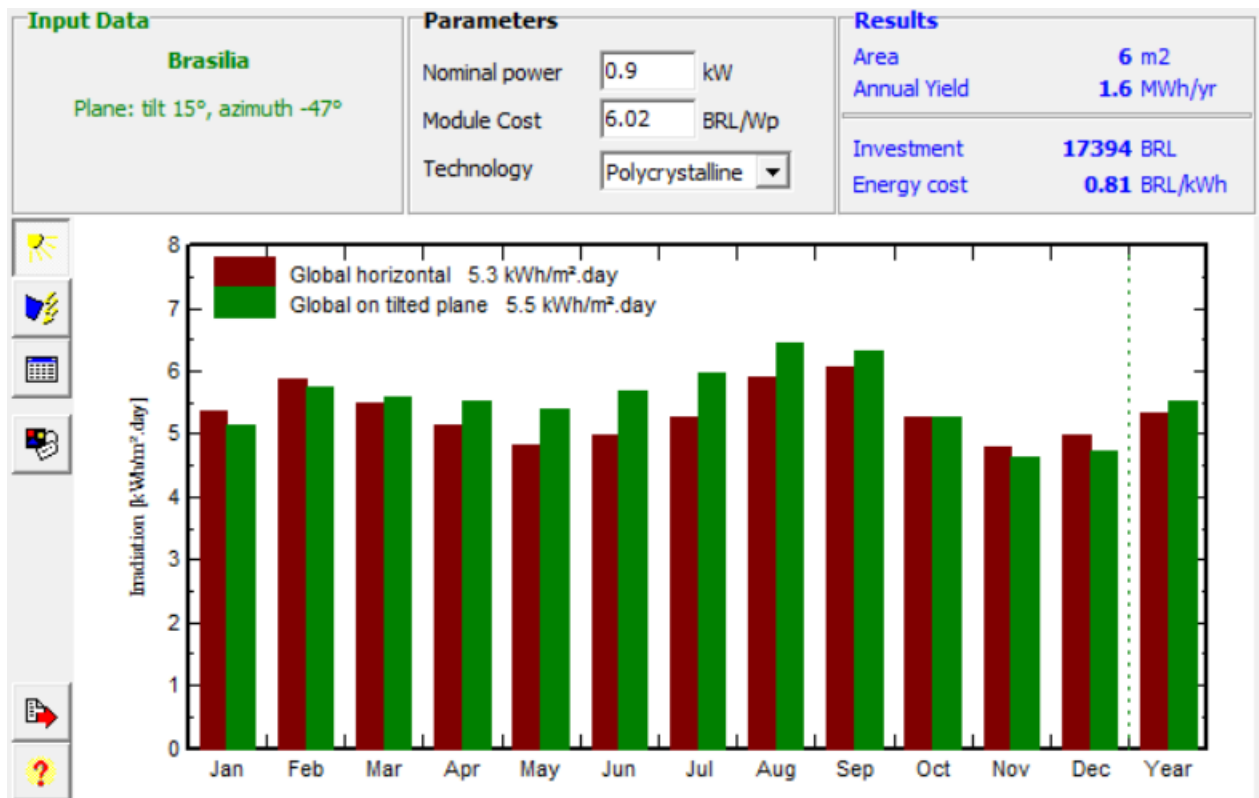
Fonte: Sketchup

Dessa forma, verificou-se que, como não há anteparos próximos ao contêiner, como árvores e prédios, também não há influência de sombreamento sobre os módulos. Além disso, verificou-se que as fileiras de módulos não geram sombras umas sobre as outras, não havendo assim comprometimento da geração fotovoltaica.

4.1.5. PROJETO PVSYST

Utilizou-se o software PVsyst para confirmar o dimensionamento e simular a estimativa de produção de energia do sistema fotovoltaico. Inseriram-se os dados de entrada de inclinação dos módulos de 15°, potência instalada de 945 Wp e ângulo azimutal de -47°. Com isso, obteve-se os seguintes resultados:

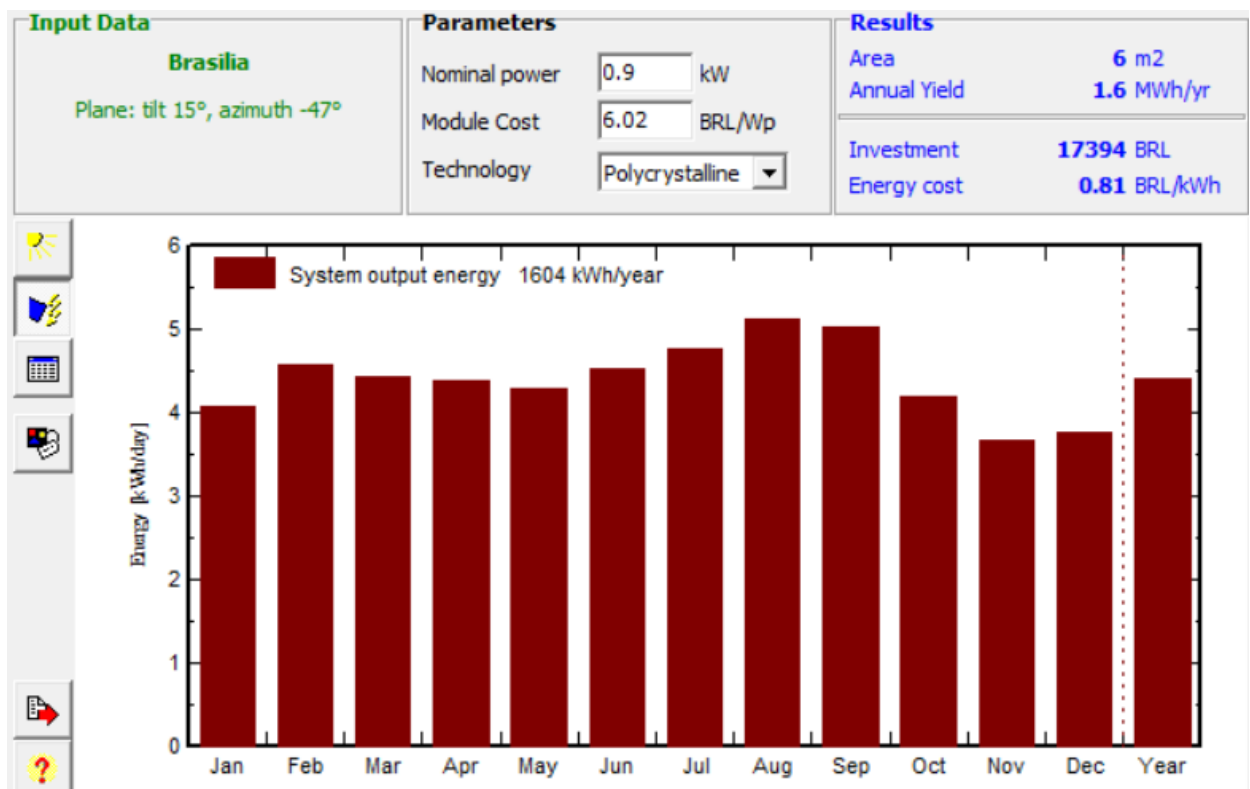
Gráfico 4 – Dados para irradiação diária para cada mês



Fonte: PVsyst

Segundo o Gráfico, o PVsyst obteve o resultado de Irradiação diária média para o plano inclinado de $5.5 \frac{kWh}{(m^2 dia)}$, muito próximo do valor utilizado no dimensionamento de $5.43 \frac{kWh}{(m^2 dia)}$.

Gráfico 5 – Energia produzida pelo SF ao longo de um ano



Fonte: PVsyst

Segundo o Gráfico, p PVsyst obteve o resultado de energia produzida em um ano de $1604 \frac{kWh}{ano}$, enquanto o valor dimensionado foi de $1428.4 \frac{kWh}{ano}$. A diferença entre esses resultados é pequena e pode ser explicado pelo acúmulo de discrepâncias de outros parâmetros.

Gráfico 6 – Estimativa do custo de geração

Input Data	Parameters	Results
Brasilia Plane: tilt 15°, azimuth -47°	Nominal power: 0.9 kW Module Cost: 6.02 BRL/Wp Technology: Polycrystalline	Area: 6 m2 Annual Yield: 1.6 MWh/yr Investment: 17394 BRL Energy cost: 0.81 BRL/kWh

Economic gross evaluation (excluding taxes and subsidies)		Currency
Module cost	5689 BRL	BRL - Brazilian Real
Supports cost	2629 BRL	Rates
Inverter and wiring	1138 BRL	
Transport/Mounting	7938 BRL	
Total investment	17394 BRL	
Annuities	870 BRL/yr	Loan
Maintenance costs	423 BRL/yr	Duration: 20 years
Total Yearly cost	1293 BRL/yr	Rate: 0.0 %
Energy cost	0.81 BRL/kWh	Ann. factor : 0.050

These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.

[Edit cost](#) ?

Fonte: PVsyst

No PVsyst também foi possível simular o custo anual de manutenção do Sistema fotovoltaico em questão, gerando um resultado de R\$1293,00/ano.

4.2. EXECUÇÃO

4.2.1. PARTE ESTRUTURAL

A estrutura finalizada é toda de aço e é composta por duas barras perfil C fixadas por ganchos paralelamente nas extremidades do telhado do contêiner. Sobre essas barras, foram parafusados 8 triângulos destinados garantir inclinação de 15 graus aos módulos fotovoltaicos. Além disso, foram feitos outros furos sobre as barras perfil C caso seja necessário o deslocamento das estruturas triangulares ou a troca dos módulos futuramente. Os módulos foram apoiados sobre 8 barras de aço quadradas e fixadas a elas por meio de 54 presilhas centrais e laterais.

Figura 33 – Fixação perfil C ao contêiner



Fonte: Autoral

Figura 34 – *Barra Perfil C*



Fonte: Autoral

Figura 35 – *Furos ao longo da barra perfil C*



Fonte: Autoral

Figura 36 – *Triângulo para suporte dos módulos*



Fonte: Autoral

Figura 37 – *Barras retangulares de apoio aos módulos*



Fonte: Autoral

Figura 38 – Estrutura completa



Fonte: Autoral

4.2.2. PARTE ELÉTRICA

Como os módulos fotovoltaicos utilizados no projeto não possuem conectores do tipo MC4, foram utilizados terminais do tipo olhal de 2,5 mm para a conexão. Os condutores positivos (vermelhos) e negativos (pretos) foram conectados aos módulos fotovoltaicos e conduzidos sob as barras quadradas e, em seguida, sob as barras tipo C pela lateral do contêiner e fixados por meio de abraçadeiras de nylon.

Figura 39 – Terminal olhal



Fonte: Proesi

Figura 40 – Caminho dos condutores sob as barras quadradas



Fonte: Autoral

Figura 41 – *Entrada dos condutores sob as barras perfil C*



Fonte: Autoral

Figura 42 – *Caminho dos condutores sob a barra perfil C*



Fonte: Autoral

Em seguida, os condutores positivos e negativos das duas strings foram conduzidos por eletrodutos flexíveis corrugados de $\frac{3}{4}$ " até o quadro de energia, o qual foi fixado do lado de fora do contêiner.

Figura 43 – *Eletrodutos flexíveis corrugados conduzidos ao quadro*



Fonte: Autoral

Ao chegarem ao quadro, os condutores relativos aos módulos de 45 W foram conectados a dois barramentos de cobre, localizados na parte superior do quadro, fazendo com que eles fossem ligados em paralelo. Já os dois condutores relativos aos módulos de 135 W, foram conectados a outros dois barramentos de cobre localizados na parte inferior do quadro. Posteriormente, ligou-se aos dispositivos de proteção, compostos por quatro disjuntores de 40 A e dois DPSs de 40kA, de cuja saída foi conectado um condutor terra conduzido até o aterramento do contêiner. Finalmente, foi ligado aos controladores de carga, de cuja saída foram levados os condutores destinados à conexão da bateria e das cargas, até o interior do contêiner por outro eletroduto flexível corrugado de $\frac{3}{4}$ ", como mostrado na Figura 44.

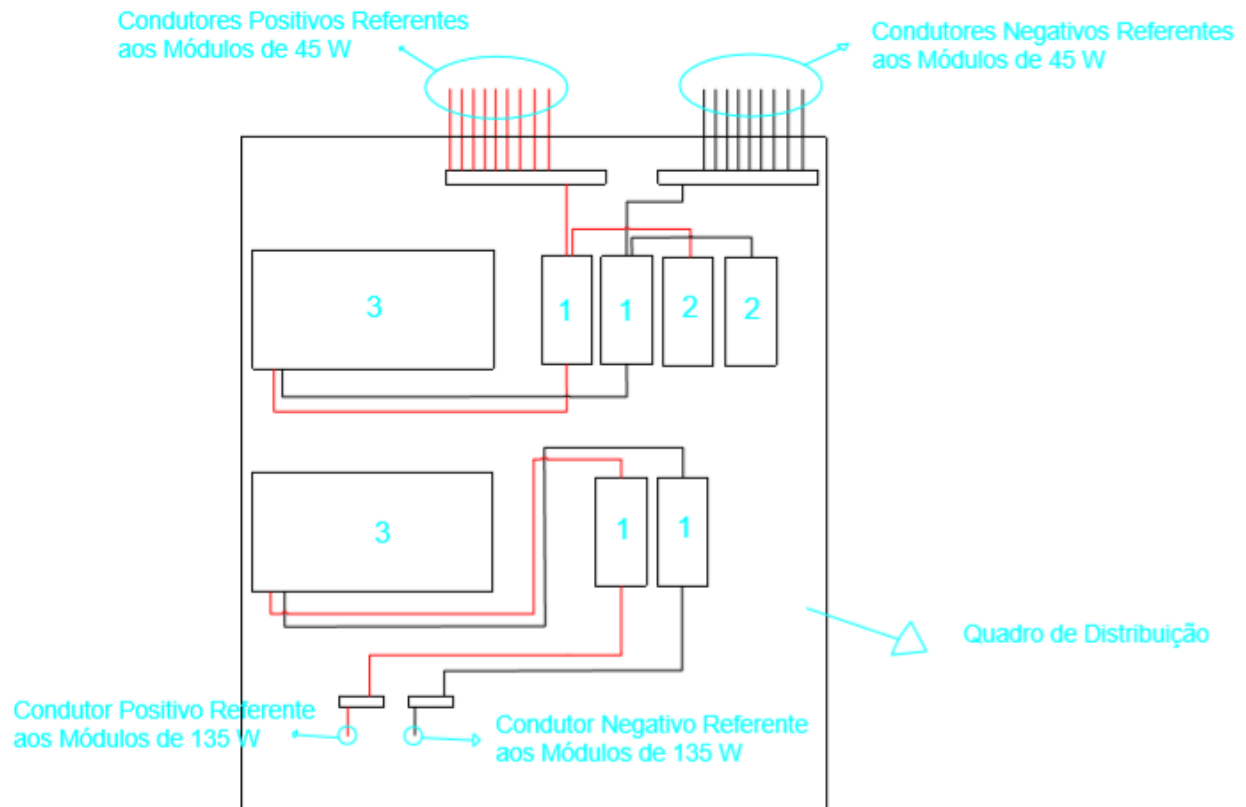
Figura 44 – Configuração quadro de energia



Fonte: Autoral

O esquemático com a especificação das conexões feitas no interior do quadro de distribuição está representado na Figura 45

Figura 45 – Especificação das Conexões



1. Disjuntores de 40 A
2. DPS de 40kV
3. Controladores de Carga 30A

Fonte: Autocad

Figura 46 – Eletroduto flexível corrugado conduzido ao interior do contêiner



Fonte: Autoral

Já dentro do contêiner, os condutores foram conduzidos por eletrodutos rígidos de PVC de $\frac{3}{4}$ " até a bancada e conectados aos terminais de duas baterias de moto de 12V e 18Ah ligadas em série, a fim de armazenar a energia gerada no sistema. Posteriormente, para converter a tensão do sistema de contínua para alternada, utilizou-se o inversor Xantrex 1000W.

Figura 47 – *Eletroduto rígido de PVC conduzindo os condutores até a bancada*



Fonte: *Autoral*

Figura 48 - Bancada



Fonte: Autoral

Para a realização de medições, conectou-se um resistor de 1000W à saída alternada do inversor que, ao ser ligado, forneceu os dados de tensão e corrente de entrada de 23,8 Vcc e 9 A, respectivamente, como mostra a Figura 51.

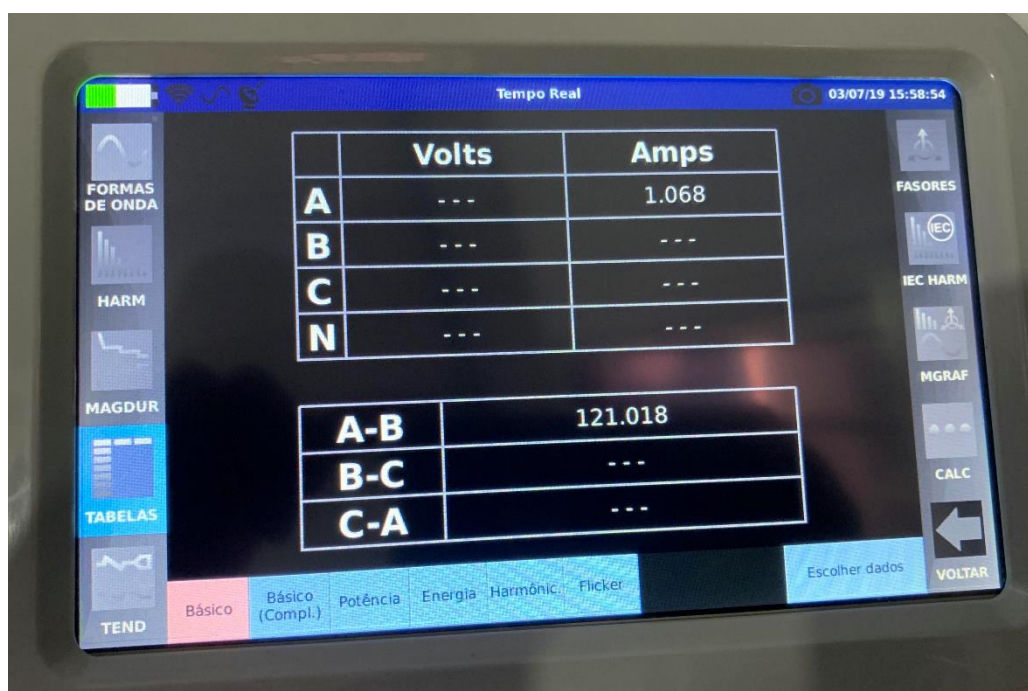
Figura 49 – *Display Inversor*



Fonte: Autoral

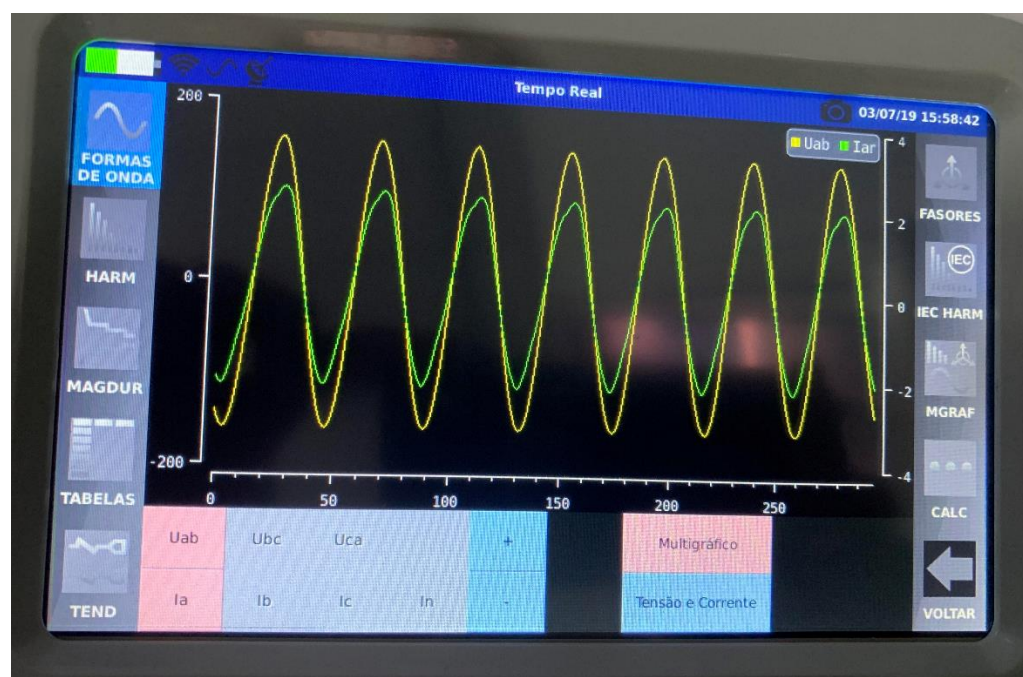
Para as medições na saída do inversor, utilizou-se um analisador de energia e obteve-se os dados de tensão de 120 Vca, corrente de 1,068 A e suas respectivas formas de onda, como mostram as Figuras 52 e 53. De posse dos resultados e de acordo com o Módulo 8 do Prodist, conclui-se que a qualidade da energia gerada pelo sistema fotovoltaico é aceitável.

Figura 50 – Resultado 1 Analisador de Energia



Fonte: Autoral

Figura 51 – Resultado 2 Analisador de Energia



Fonte: Autoral

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sistema possui duas saídas para a utilização de carga: uma de tensão alternada, formada pelos módulos de 135 W e uma de tensão contínua, formada pelos módulos de 45W, atendendo assim a diversas necessidades do usuário. Além disso, ele pode ser usado, posteriormente, pelos alunos do curso de Engenharia para o aprendizado prático do funcionamento de sistemas fotovoltaicos.

Figura 52 – *Sistema Fotovoltaico do Contêiner 9*



Fonte: *Autoral*

O projeto foi finalizado com sucesso dentro do prazo previsto, como mostrado no cronograma de atividades da Tabela 17, além de ter proporcionado uma maior visibilidade às instalações do contêiner, chamando a atenção a toda a comunidade para a geração fotovoltaica. Deve-se ressaltar também que a execução do trabalho veio a agregar conhecimentos técnicos à formação do aluno, complementando o que se aprendeu durante a graduação.

Tabela 16 – Cronograma de atividades

Data	Atividade
Mês 1	Compra de materiais
Mês 2	Instalação da estrutura metálica no telhado do contêiner
Mês 3	Fixação dos módulos fotovoltaicos
Mês 4	Instalação da parte elétrica/ Medições e testes práticos

BIBLIOGRAFIA

ABINEE - Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/>>. Acesso em: 27 de fevereiro de 2018.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 8800: Projeto de Estruturas de Aço e Concreto de Edifícios**. Rio de Janeiro, 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília: Aneel, 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3**. Brasília: Aneel, 2016.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos**. Tradução: Luiz Claudio de Queiroz Faria. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em 21 de novembro de 2017.

FRAUNHOFER. **Photovoltaic Report**. 2018. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

FRONTIN, S. de O.; BRASIL JR, A. C. P.; CARNEIRO, M. T. D.; DE GODOY, N. R. D (organizadores). **Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia**. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.

IEA - International Energy Agency. **2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. 2017. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <<http://www2.inmetro.gov.br/pbe/>>. Acesso em: 2 de maio de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011**. 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. Acesso em: 6 de abril de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Portaria nº 357, de 01 de agosto de 2014**. 2014. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. Acesso em: 6 de abril de 2018.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid)**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/>>. Acesso em: 4 de março de 2018

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem - Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 2017**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/>>. Acesso em: 23 de fevereiro de 2018.

INSTITUTO IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica - Edição 2017**. 2017. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudoidealmercadofv2017_web>. Acesso em: 6 de abril de 2018.

KING, D. L.; GONZALEZ, S.; GALBRAITH, G. M.; BOYSON, W. E. **Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters**. Albuquerque: SNL, 2007. Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/>>. Acesso em: 12 de março de 2018.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**. Albuquerque: SNL, 2004. Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/>>. Acesso em: 3 de março de 2018.

LABREN-CCST-INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª edição**. São José dos Campos, 2017. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 25 de março de 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Março/2018**. 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

NAKABAYASHI, R. K.; **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras**. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/lfs/>>. Acesso em: 19 de março de 2018.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/>>. Acesso em: 28 de maio de 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; de ABREU, S. L.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: SWERA, 2006.

PVEDUCATION. **Home - Welcome to PVCDROM - Characterisation - Spectral Response**. Disponível em: <<http://www.pveducation.org/>>. Acesso em: 27 de março de 2018.

PVPMC - Photovoltaic Performance Modeling Collaborative. **Modeling Steps**. Disponível em: <<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/>>. Acesso em: 26 de março de 2018.

PVPMC - Photovoltaic Performance Modeling Collaborative. **PVL_TestScript1**. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/>. Acesso em: 3 de janeiro de 2018.

